

Treball de Fi de Grau

## **Grau en Enginyeria en Tecnologies Industrials**

### **Estudi tècnic - econòmic d'un parc eòlic *offshore***

#### **MEMÒRIA**

**Autor:** Víctor Luid Piñol  
**Director:** Eduardo Prieto Araujo  
**Convocatòria:** Abril 2019



Escola Tècnica Superior  
d'Enginyeria Industrial de Barcelona





## Resum

---

El projecte que s'exposa a continuació no és només l'estudi tècnic-econòmic d'un parc eòlic marí, sinó que s'ha volgut crear una eina a partir d'un cas base per poder analitzar la viabilitat econòmica d'altres projectes amb gran facilitat. Per dur-ho a terme, s'han tractat unes dades sobre les condicions del vent registrades per una estació meteorològica. Amb elles, s'ha calculat una previsió de l'energia que generarà el parc i finalment s'ha realitzat un estudi econòmic.

Primerament, ha estat necessari conèixer tots els elements que componen un parc eòlic marí i el funcionament de cadascun d'ells. Concretament s'ha posat especial atenció en els aerogeneradors i els fonaments que els sustenten sobre el fons del mar. Aquest apartat ha estat indispensable per poder ressaltar les característiques més rellevants de cada element en el procés productiu d'energia.

A continuació s'ha realitzat un seguit de càlculs amb la intenció de preveure els fluxos de capital del parc estudiat. Per a aquesta etapa ha estat imprescindible emplaçar el projecte per obtenir les dades i la informació necessària del recurs indispensable en la generació eòlica, el vent. A partir d'aquí s'ha calculat un pressupost del projecte tenint en compte la inversió inicial, els costos d'operació i manteniment mentre el parc està en funcionament i el cost del desmantellament.

Seguidament, s'ha realitzat un anàlisi econòmic per valorar la rendibilitat del projecte i un anàlisi de sensibilitat per observar com varien els criteris de rendibilitat aplicats en funció dels paràmetres que defineixen una planta eòlica marina.

Paralelament a aquest procediment, s'ha anat fabricant l'eina esmentada amb el programa Microsoft Excel per poder realitzar un anàlisi econòmic i energètic de qualsevol parc eòlic només introduint al programa uns paràmetres clau, és a dir, sense fer cap càlcul.

Per finalitzar, s'han extret conclusions tant de l'anàlisi de sensibilitat com de la rendibilitat del estudi del cas base i s'han determinat les limitacions de l'eina creada.

# Sumari

<b>Resum .....</b>	<b>1</b>
<b>Sumari.....</b>	<b>4</b>
<b>Sumari de Figures.....</b>	<b>6</b>
<b>Sumari de Taules .....</b>	<b>7</b>
<b>1. Introducció .....</b>	<b>8</b>
<b>2. Sector eòlic offshore .....</b>	<b>9</b>
<b>3. Elements bàsics d'un parc eòlic.....</b>	<b>11</b>
<b>3.1. Fonamentació .....</b>	<b>11</b>
3.1.1. Fonaments directes o fixes .....	11
3.1.2. Fonaments flotants.....	12
<b>3.2. Aerogenerador .....</b>	<b>12</b>
3.2.1. Torre .....	13
3.2.2. Rotor .....	14
3.2.3. Gòndola.....	14
3.2.4. Multiplicador.....	15
3.2.5. Generador.....	15
3.2.6. Sistemes de seguretat.....	16
3.2.7. Sistema de limitació de potència ( <i>pitch control</i> ).....	17
3.2.8. Sistema d'orientació .....	19
<b>3.3. Components elèctrics .....</b>	<b>20</b>
3.3.1. Transformador .....	20
3.3.2. Cable de transmissió .....	21
<b>4. Cas base objecte d'estudi.....</b>	<b>22</b>
4.1. Emplaçament del cas base.....	22
4.2. Característiques del cas base .....	26
<b>5. CÀLCULS I RESULTATS .....</b>	<b>27</b>
<b>5.1. Tractament i anàlisi de dades .....</b>	<b>27</b>
5.1.1. Velocitat del vent.....	28
5.1.2. Direcció del vent i posició dels aerogeneradors .....	32
<b>5.2. Càlcul de l'energia generada .....</b>	<b>34</b>
<b>6. Pressupost i costos.....</b>	<b>38</b>
<b>6.1. Inversió inicial (CAPEX) .....</b>	<b>39</b>
6.1.1. PLA's i contingència .....	40
6.1.2. Aerogeneradors .....	40
6.1.3. Fonaments .....	40
6.1.4. Cablejat .....	40
<b>6.2. Operació i manteniment.....</b>	<b>41</b>
<b>6.3. Desmantellament.....</b>	<b>42</b>

<b>7. ESTUDI ECONÒMIC .....</b>	<b>42</b>
<b>7.1. Finançament .....</b>	<b>42</b>
<b>7.2. Criteris de rendibilitat .....</b>	<b>45</b>
7.2.1. Taxa d'interès.....	45
<b>7.3. Resultats .....</b>	<b>47</b>
<b>7.4. Anàlisi de sensibilitat.....</b>	<b>47</b>
<b>8. Eina desenvolupada.....</b>	<b>51</b>
<b>Conclusions .....</b>	<b>53</b>
<b>Agraïments .....</b>	<b>54</b>
<b>Bibliografia .....</b>	<b>55</b>

## Sumari de Figures

Figura 2.1: Evolució de l'energia eòlica [3] .....	9
Figura 2.2: Gràfic acumulatiu de les instal·lacions anuals de parcs eòlics marins [4] ..	10
Figura 2.3: Gràfic de la capacitat mitjana de les turbines instal·lades anualment [4] ...	10
Figura 3.1: Comparació de tres fonaments fixos .....	12
Figura 3.2: Estructura d'un multiplicador .....	15
Figura 3.3: Sistema de fre mecànic de doble disc .....	17
Figura 3.4: Sistema de fre mecànic acoblat al multiplicador .....	17
Figura 3.5: Perfil d'una pala i funcionament de la regulació per angle de pas. (a) Situació a velocitat del vent nominal. (b) Situació a alta velocitat del vent .....	18
Figura 3.6: Perfil d'una pala i funcionament de la regulació passiva per pèrdua aerodinàmica. (a) Situació a velocitat de vent nominal. (b) Situació a alta velocitat de vent. ....	18
Figura 3.7: Perfil d'una pala i funcionament de la regulació activa per pèrdua aerodinàmica. (a) Situació a velocitat del vent nominal. (b) Situació a alta velocitat del vent. ....	19
Figura 3.8: Sistema d'orientació d'un aerogenerador .....	20
Figura 4.1: Gràfic de capacitats en MW per país els anys 2016 i 2017 [11] .....	22
Figura 4.2: Gràfica de capacitats dels mars europeus en MW l'any 2017 [4] .....	23
Figura 4.3: Mapa d'Europa que mostra el trànsit de vaixells [12] .....	23
Figura 4.4: Mapa batimètric dels mars d'Europa [13] .....	24
Figura 4.5: Mapa dels parcs eòlics offshore a Europa [14] .....	25
Figura 4.6: Mapa de la parcel·la on s'ubica el cas base .....	25
Figura 5.1: Direccions de la rosa dels vents .....	28
Figura 5.2: Gràfic de la velocitat del vent per mesos de cada any entre 2011 i 2018 ..	30
Figura 5.3: Gràfic de la velocitat del vent acumulada entre 2012 i 2018 per mesos .....	31
Figura 5.4: Gràfic de la velocitat del vent mitjana de cada mes acumulada per anys entre 2012 i 2018 .....	31
Figura 5.5: Gràfic de la velocitat mitjana per any .....	32
Figura 5.6: Rosa dels vents .....	33
Figura 5.7: Gràfic de barres de l'energia generada anualment des de 2011 fins 2018	36
Figura 5.8: Gràfic representatiu de les limitacions de l'aerogenerador .....	37
Figura 7.1: Esquema representatiu de les dues estructures financeres [24] .....	44
Figura 7.2: Gràfic de barres dels resultats de l'anàlisi de sensibilitat del temps de vida del parc eòlic .....	48
Figura 8.1: Interfície de l'eina desenvolupada .....	52

## Sumari de Taules

---

Taula 4.1: Característiques del parc eòlic Albatros.....	26
Taula 4.2: Característiques de l'aerogenerador .....	27
Taula 5.1: Direccions i intervals atorgats .....	28
Taula 5.2: Classificació Davenport de la rugositat efectiva del terreny [16].....	29
Taula 5.3: Comparació dels resultats entre ambdós models .....	30
Taula 5.4: Freqüències de la direcció del vent.....	33
Taula 5.5: Energia generada des de 2011 fins 2018 .....	36
Taula 5.6: Energia generada pel parc eòlic objecte d'estudi.....	37
Taula 6.1: Pressupost de la inversió inicial del projecte .....	39
Taula 6.2: Pressupost de PLA's i contingència .....	40
Taula 6.3: Pressupost de les parts dels aerogeneradors.....	40
Taula 6.4: Pressupost dels fonaments del parc .....	40
Taula 6.5: Pressupost del cablejat de la xarxa col·lectora .....	40
Taula 6.6: Costos de les activitats d'operació i manteniment .....	41
Taula 6.7: Pressupost del desmantellament .....	42
Taula 7.1: Distribució del finançament del projecte .....	44
Taula 7.2: Valors del WACC i dels seus paràmetres .....	46
Taula 7.3: Resultats dels criteris de rendibilitat.....	47
Taula 7.4: Resultats de l'anàlisi de sensibilitat del temps de vida del projecte .....	48
Taula 7.5: Resultats de l'anàlisi de sensibilitat en funció del model d'aerogenerador ..	49
Taula 7.6: Resultats de l'anàlisi de sensibilitat en funció del Cp.....	49
Taula 7.7: Resultats de l'anàlisi de sensibilitat en funció del nombre d'aerogeneradors	49
Taula 7.8: Resultats de l'anàlisi de sensibilitat en funció de la proporció de finançament	50
Taula 7.9: Resultats de l'anàlisi de sensibilitat en funció de la rendibilitat esperada del mercat (Rm) .....	50
Taula 7.10: Resultats de l'anàlisi de sensibilitat en funció del coeficient del Wake effect	50

## 1. Introducció

---

Vivim en un món on les etapes de la història de la humanitat han quedat definides per la tecnologia emprada en el moment. Des de la prehistòria, com les èpoques del Paleolític o el Neolític on la pedra era l'eina més utilitzada per l'ésser humà, fins a la Revolució Industrial, on la implantació de maquinària en la indústria va suposar l'encarrilament cap al final de l'Edat Moderna. Actualment i cada dia amb més rapidesa i eficiència, ens dirigim a un món on l'electricitat és l'energia escollida pel futur.

El ràpid desenvolupament de la tecnologia en els últims segles, ha propiciat la contaminació del planeta i l'inevitable esgotament de recursos utilitzats fins ara. El carbó, el petroli o el gas natural en són exemples. Es formen mitjançant un procés de descomposició de la matèria orgànica durant milers i milers d'anys a determinades temperatures i pressions. S'origina de forma natural a causa del procés de descomposició en anòxia <sup>1</sup> ambiental, és a dir, la matèria orgànica no es degradada per microorganismes sinó que roman en forma de molècules orgàniques més complexes. L'aprofitament de l'energia emmagatzemada en aquests combustibles i per tant, la conseqüent transformació de l'energia fòssil en energia útil, es realitza a través de la seva combustió [1].

En aquest procés és on s'hi troben la major part dels problemes d'aquest tipus de generació energètica degut a la gran quantitat de gasos que es generen durant la transformació, com el diòxid de carboni, òxids de sofre i de nitrogen. Tot i contribuir a l'efecte hivernacle, que fa possible la vida a la Terra mantenint una temperatura adequada, la excessiva concentració d'aquests gasos està provocant un augment de l'efecte hivernacle amb el conseqüent augment de la temperatura, un fet molt perjudicial per al planeta i la vida en ell. Aquests factors han comportat a la investigació i el conseqüent aprofitament d'energies netes i renovables que fan ús de recursos considerats inesgotables com són l'energia solar, la hidràulica o l'energia eòlica, que està experimentant un creixement exponencial en l'últim segle, sobretot en la última dècada, i s'obre pas entre les principals tecnologies generadores d'electricitat.

L'energia eòlica utilitza com a recurs principal el vent, i aprofita la força d'aquest per produir electricitat mitjançant aerogeneradors. Aquesta producció es va iniciar en sòl terrestre però l'avanç de la tecnologia i les favorables condicions del mar han provocat la instal·lació dels parcs eòlics i els seus aerogeneradors en sòl marí.

La quantitat de recurs eòlic marí existent en el mar (pot arribar a ser el doble del disponible a terra), la facilitat del transport marí, que té poques limitacions en comparació al terrestre en quant a càrrega i dimensions, i la ubicació mar endins que permet l'aprofitament de superfícies molt extenses degut al poc impacte visual i acústic, són algunes de les avantatges que han impulsat el creixement dels parcs eòlics marins.

---

<sup>1</sup> Anòxia: falta d'oxigen



## 2. Sector eòlic offshore

El primer parc eòlic marí del món va ser construït el 1991 a Dinamarca, país bressol de l'energia eòlica. Amb una inversió de 10 milions de dòlars es van instal·lar 11 aerogeneradors de 450 kW de potència, dotant al parc amb una potència de 4,95 MW, que van fer realitat la possibilitat d'aprofitar l'energia del vent al mar [2].

A partir d'aquest moment, el sector eòlic marí ha crescut exponencialment fins ha arribar a unes cotes de generació elèctrica que, junt al sector eòlic terrestre, ha col·locat a la energia eòlica en el segon lloc del *ranking* energètic europeu el passat 2017. La importància actual d'aquest sector es tal, que el 22 de febrer de 2017 Dinamarca va cobrir el 95,8% de la seva demanda elèctrica d'aquell dia exclusivament amb energia eòlica [3].

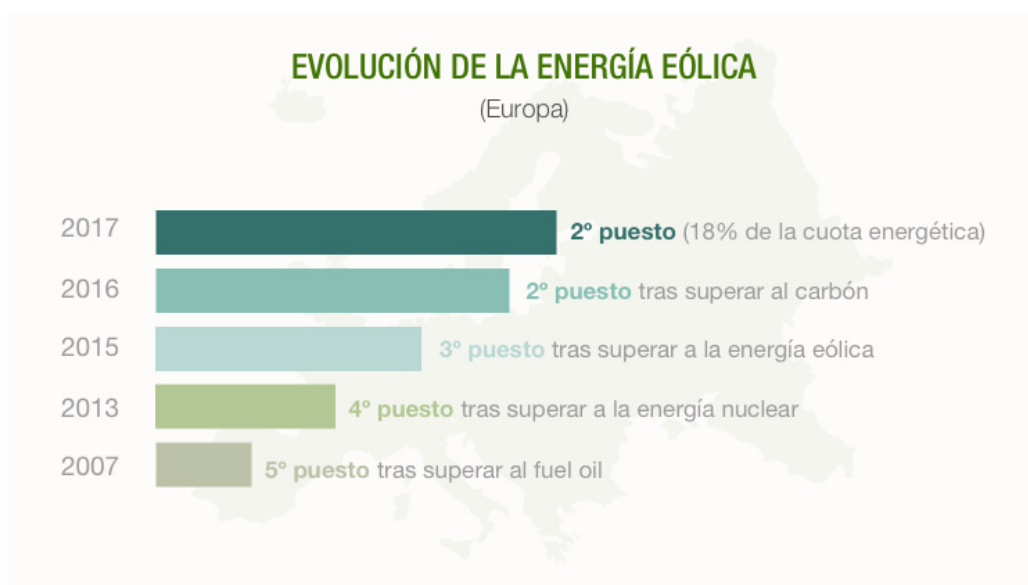


Figura 2.1: Evolució de l'energia eòlica [3]

Aquest fet ha estat possible gràcies a la creixent inversió feta en parcs eòlics marins i al desenvolupament dels elements tant de generació com de transmissió, que fan possible un major rendiment de l'energia eòlica. El creixement eòlic marí es veu reflectit en el següent gràfic on es mostra la capacitat que s'ha instal·lat any rere any i la capacitat acumulada. S'observa que l'any 2017 es va arribar a la capacitat màxima de generació eòlica marina amb 15.780 MW de potència eòlica, havent-se instal·lat aquell mateix any una capacitat total de 3.148 MW.

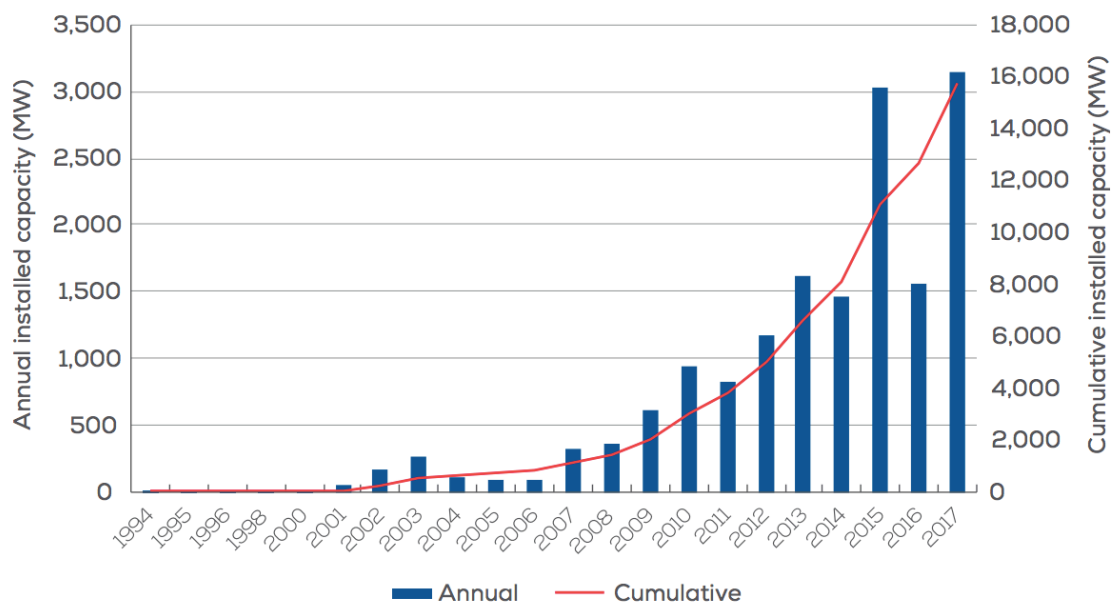


Figura 2.2: Gràfic acumulatiu de les instal·lacions anuals de parcs eòlics marins [4]

El desenvolupament de la tecnologia ha permès la fabricació d'aerogeneradors amb una capacitat de fins a 6 MW, 13 cops superior que la capacitat dels aerogeneradors instal·lats en el primer parc marí amb només 26 anys de diferència. Actualment s'estan fabricant turbines de fins a 8 MW de potència, i l'empresa *GE Renewable Energy* ha anunciat la producció d'una turbina de 12 MW. A la Figura 3 es mostra l'evolució de la capacitat dels aerogeneradors instal·lats des de 1991 fins al 2017.

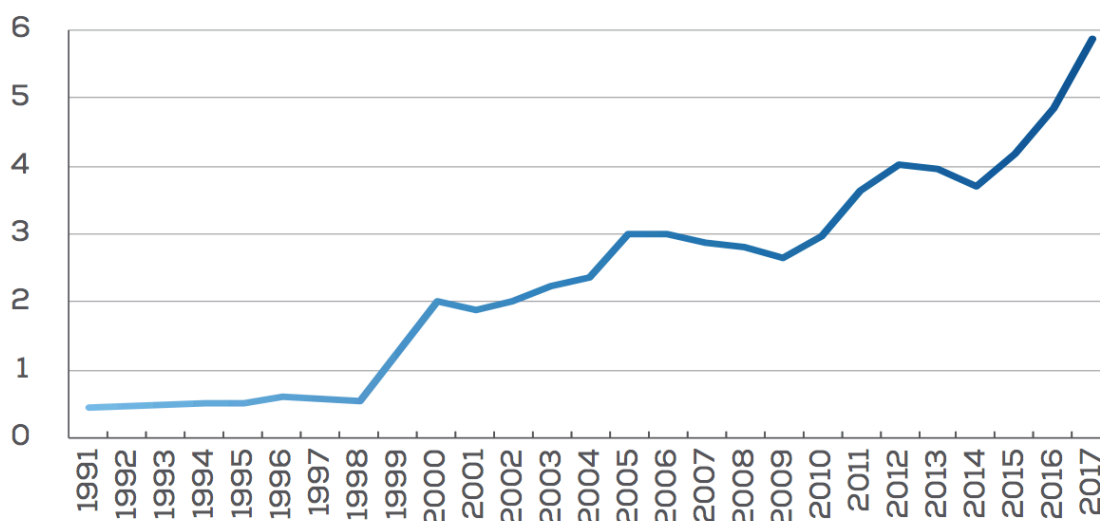


Figura 2.3: Gràfic de la capacitat mitjana de les turbines instal·lades anualment [4]

## 3. Elements bàsics d'un parc eòlic

---

### 3.1. Fonamentació

Una de les grans dificultats a l'hora de construir i dissenyar un parc eòlic marí rau en el mètode d'elevació dels aerogeneradors per sobre el nivell del mar.

Actualment es distingeixen dues grans famílies de fonaments: els directes o fixes i els flotants.

#### 3.1.1. Fonaments directes o fixes

Els fonaments directes són estructures que estan recolzades directament sobre el fons marí. El criteri més important a l'hora d'escollir estructura és la profunditat del sòl on s'hi hagi de dur a terme la instal·lació. Tot seguit se'n descriuen 3 de les més utilitzades avui en dia.

##### ***Monopilot i trípod:***

El monopilot és el mètode que s'utilitza per a instal·lacions on l'elevació requerida sigui inferior 15 metres. Aquest fonament és una estructura senzilla que consisteix en introduir un cilindre gruixut d'acer al fons del mar fins a una profunditat de 30 metres, amb l'objectiu de subjectar bé la torre de l'aerogenerador.

Per una altra banda, el trípod s'utilitza en profunditats similars i les tres potes de baix pes són fixades al fons marí amb pilots. La disposició d'aquestes permet distribuir els esforços que pateix la torre de l'aerogenerador sobre 3 punts diferents.

##### ***Fonament per gravetat:***

Per a profunditats més grans, de fins a 30 metres, el fonament per gravetat sol ser el mètode escollit. Es basa en el principi de la gravetat, com el seu nom indica, i consisteix en una gran plataforma, normalment d'acer o formigó, d'aproximadament uns 15 metres de diàmetre i un pes de 1.000 tones. L'amplitud i el pes de la base permeten la correcta subjecció de l'aerogenerador.

##### ***Jackets:***

A partir de profunditats superiors a 30 metres, els aerogeneradors solen estar units al terra mitjançant els anomenats *jackets*. Aquests, són estructures més complexes de barres entrecruades amb tres o quatre punts d'ancoratge al fons marí depenent de les consideracions que els enginyers del projecte hagin cregut pertinents. Aquests pilots que fixen l'estructura al terra solen quedar a l'interior de l'estructura i aquesta els hi fa de recobriment, d'aquí el seu nom, tot i que a grans profunditats els pilots es col·loquen per l'exterior. La seva mida de grans dimensions impossibilita l'ús d'una grua, un fet que dificulta enormement la seva instal·lació. A la Figura 3.1 es mostra una comparació dels 3 mètodes descrits.

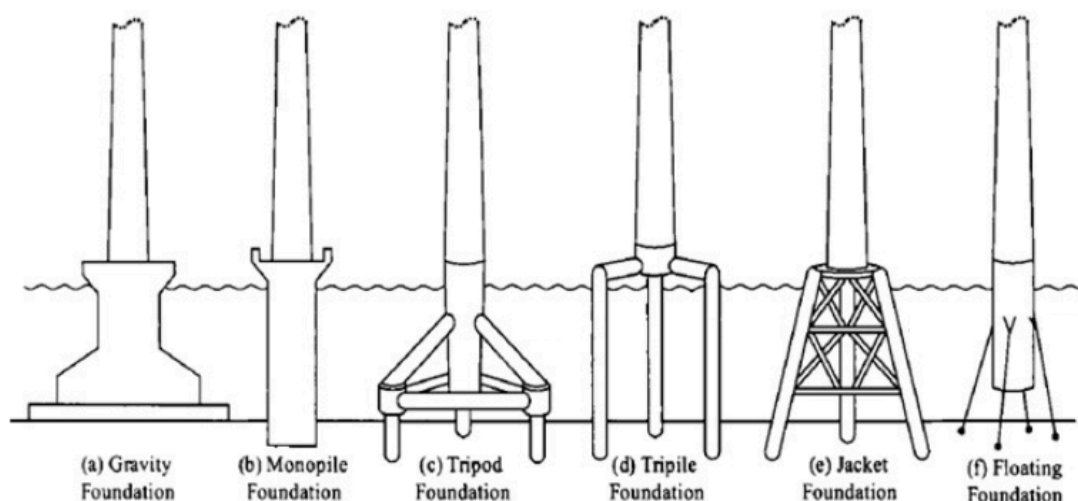


Figura 3.1: Comparació de tres fonaments fixes

### 3.1.2. Fonaments flotants

Com el seu propi nom indica, aquestes estructures es basen en el principi d'Arquímedes per mantenir-se sobre la superfície de l'aigua. Distingim dos fonaments flotants diferents en funció del seu tipus de flotabilitat.

#### **Fonaments amb flotabilitat neutre:**

Són coneguts amb aquest nom les estructures que són capaces de mantenir-se suspeses a l'aigua única i exclusivament gràcies a la igualtat de forces entre el seu pes i l'empenta de l'aigua. Així doncs, l'única funció dels ancoratges al terra és mantenir la seva posició.

#### **Fonaments amb flotabilitat positiva:**

A diferència de les estructures amb flotabilitat neutre, en el possible balanç de forces de les estructures amb flotabilitat positiva hi juga un paper molt important la tensió aportada pels ancoratges a terra, ja que l'empenta és superior al pes. Per tant, en aquest cas els cables que fan d'ancoratge a terra inhabiliten el desplaçament vertical de l'estructura.

## 3.2. Aerogenerador

En funció de la estructura bàsica de l'aerogenerador es diferencien els de turbina d'eix vertical (ATEV) i els de turbina d'eix horitzontal (ATEH). Segons la tècnica que utilitzen per generar energia, s'estableix una segona classificació, on per un costat tenim els aerogeneradors d'arrossegament, i per l'altre els aerogeneradors que aprofiten la sustentació aerodinàmica<sup>2</sup>. A continuació es descriu breument cada tipus i les seves principals característiques.

<sup>2</sup> Sustentació aerodinàmica: força generada sobre un cos que es desplaça a través d'un fluid de direcció perpendicular a la de la velocitat del corrent incident.

Els ATEV van ser els primers en aparèixer. Inicialment només es produïen models d'arrossegament i no va ser fins a mitjans dels anys noranta quan es van començar a fabricar models que aprofitessin la sustentació aerodinàmica. Tot i l'avantatge d'un disseny senzill que permet instal·lar components elèctrics i mecànics sota terra, com la caixa de canvis o el generador, les seves grans desavantatges com ara una baixa velocitat punta i la impossibilitat de controlar la potència de sortida o l'angle d'atac<sup>3</sup> de les pales provoca que s'utilitzin cada cop menys.

Pel que fa al disseny de ATEH, com ja s'ha mencionat, són les que més s'ha fabricat a dia d'avui en tot el món i, per tant, sobre els que més s'ha investigat. Aquest factor junt amb la possibilitat que ofereixen de controlar la velocitat del rotor i la potència de sortida variant l'angle d'atac de les seves fulles provoca que siguin aquest tipus d'aerogeneradors els més escollits per produir energia eòlica actualment. Tot seguit es descriuen les seves parts principals [5].

### 3.2.1. Torre

La torre és l'estructura de la turbina eòlica que suporta la gòndola i el rotor. És situada sobre el fonament escollit en funció de les característiques particulars de la ubicació i existeixen diferents tipus de torres depenent de l'estructura utilitzada.

En funció de la forma i el material de producció, és a dir, de l'estructura, trobem diversos models de torres com en són la torre amb estructura de gelosia<sup>4</sup>, les torres de formigó, les de forma tubular lligades a terra i les tubulars d'acer.

El primer model nombrat, la torre de gelosia, esta formada per perfils d'acer soldats entre sí de manera entrecreuada. La principal avantatge d'aquesta estructura és el seu baix cost, ja que requereix la meitat d'acer que el model més utilitzat avui en dia: les torres d'acer amb perfil tubular.

Les torres tubulars lligades a terra, són emprades per a petites turbines de baixa capacitat i solen tenir un ús particular.

En canvi, les torres d'acer amb perfil tubular han estat les més utilitzades avui en dia en el disseny d'aerogeneradors de grans dimensions. Són confeccionades a partir de seccions d'entre 20 i 30 metres que s'uneixen a través de cargols. A més a més, tenen una forma cònica per a augmentar la seva força i reduir els costos de matèria prima al mateix temps.

Donat el fet que la velocitat del vent incrementa amb l'altura, quant més alta sigui la torre serà possible generar més energia. Aquest factor ha propiciat l'increment en l'altura de les torres, i les propietats del formigó han provocat un canvi en la tendència actual alhora d'escollir material per fabricar torres de gran altura.

---

<sup>3</sup> Angle d'atac: angle que formen la corda geomètrica de la pala amb la direcció de l'aire incident.

<sup>4</sup> Gelosia: forma estructural formada per la interconnexió de membres rectilinis.

La demanda generada per la limitació de l'actual tecnologia de les torres d'acer ha comportat el desenvolupament de noves tecnologies per a torres eòliques confeccionades amb formigó prefabricat d'alt rendiment energètic que poden superar altures i pesos no assolibles per les torres d'acer. Pel que fa al comportament estructural, es redueix la carga de la fatiga contribuint així a l'augment de la vida útil de la torre i reduint els costos de manteniment [6].

Pel que fa al cost de la torre, s'estima que aquest representa al voltant d'un 20% del cost total de l'aerogenerador.

### 3.2.2. Rotor

S'ubica a la part davantera de la gòndola i es compon de dues parts: les pales i la caixa. Les pales són els elements més delicats de l'aerogenerador ja que suporten grans càrregues aerodinàmiques. Solen ser fabricades d'un material compost amb grans propietats mecàniques, com és el polièster o la resina epoxi reforçada amb fibres de vidre. Transmeten el seu moviment rotatori a la caixa, i la unió d'aquests elements es dur a terme mitjançant una corona de cargols classificada de la següent forma segons els graus de llibertat [7]:

- a) **De pas fixe:** la corona no admet la rotació de la pala sobre el seu eix longitudinal.
- b) **De pas variable:** la corona admet la rotació de la pala al voltant del seu eix longitudinal. Actualment les corones solen ser de pas variable.

Una pala es compon de dues estructures bàsiques. Per un costat una biga longitudinal feta de material compost de fibra de vidre i carboni i recoberta amb resina epoxi s'estableix com a estructura interna. D'altra banda, dues carcasses s'acoblen al voltant de la biga central per formar una única estructura.

Pel que fa a la caixa, és el nexa d'unió entre les pales i els elements situats dintre la gòndola. Transmet l'energia captada per les pales a través d'un eix de rotació lenta que la connecta amb el multiplicador. La caixa dels aerogeneradors amb pales de pas variable solen albergar en el seu interior els elements del sistema *pitch*, el sistema de control que fa possible el moviment de les pales al voltant de l'eix longitudinal per variar l'angle d'atac de les pales i controlar així el moviment del rotor.

### 3.2.3. Gòndola

La gòndola està ubicada sobre la torre, per on s'hi accedeix al seu interior. És on s'hi allotja gran part dels components principals de la turbina com per exemple: el multiplicador, el generador, els eixos lent i ràpid, el sistema de frenada, el sistema de control i el penell. Els operaris de la instal·lació solen accedir-hi per realitzar tasques de manteniment.

### 3.2.4. Multiplicador

La funció principal del multiplicador és augmentar la velocitat angular que rep del rotor per transmetre-la mitjançant un altre eix al generador. S'ubica a la part frontal de la gòndola i el seu recolzament reparteix els esforços axials a l'estructura de l'aerogenerador.

La seva estructura és composta d'un tren epicicloïdal format per un planeta (eix nexe d'unió amb el rotor), diversos satèl·lits amb una relació de transmissió específica segons l'aerogenerador en qüestió, i una corona exterior (eix nexe d'unió amb el generador). Depenent de la relació de transmissió s'augmentarà més o menys la velocitat angular a l'eix de sortida. A la Figura 3.2 es pot observar els elements descrits que el componen.

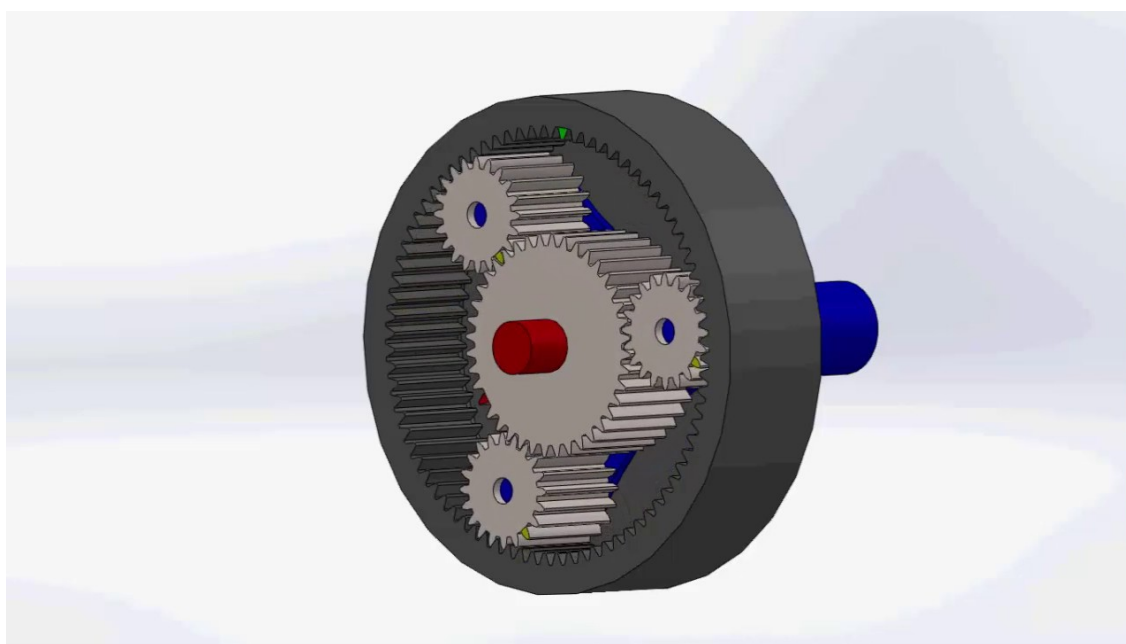


Figura 3.2: Estructura d'un multiplicador

### 3.2.5. Generador

És un dels elements més importants de l'aerogenerador i la seva funció és transformar la energia mecànica que li és transferida a través d'un eix, en energia elèctrica. Actualment, en turbines amb potències superiors als 150 kW, es genera un corrent altern a un voltatge de 690 V. Aquest corrent és transportat fins al transformador, que l'adapta convenientment per poder transportar-lo amb més facilitat per la xarxa interna del parc fins a l'estació convertidora.

Pel que fa a l'estructura dels generadors, es componen en dues parts: el rotor i l'estator. La primera, com indica el seu nom, és un cilindre que rota sobre el seu eix longitudinal. Forma part de l'eix de sortida del multiplicador i realitza el seu moviment a l'interior de l'estator que, parlant mecànicament, és la part fixe del generador.

Avui en dia, s'utilitzen dos tipus de generadors que principalment es diferencien en el mètode utilitzat per crear corrent: els generadors d'inducció i els d'imants permanents.



**Generador d'inducció**

El seu rotor està fet d'un cert nombre de barres de coure o alumini connectades elèctricament per dos anells d'alumini. El centre del rotor es omple amb un nucli d'acer aïllat. L'estator es caracteritza per tenir un bobinat al seu voltat.

El funcionament d'aquesta màquina depèn de la velocitat de gir del rotor, ja que aquesta velocitat podria fer-la treballar com a motor o com a generador, com és el cas. És asíncron ja que per a treballar com a generador, la velocitat de gir del rotor ha de ser superior a la velocitat de sincronisme. Aquest fet provoca l'aparició d'un camp magnètic variable per l'interior de les bobines de l'estator que indueix un corrent elèctric trifàsic.

**Generador d'imants permanents**

A diferència del generador d'inducció, dins el rotor d'aquest generador s'hi troben imants. Avui en dia s'opta per fer el rotor d'imants de terres rares degut a la força del seu camp magnètic tot i el seu elevat cost.

En aquest cas els imants provoquen directament un camp magnètic sobre les bobines de l'estator, amb lo qual no és necessària una connexió a la xarxa elèctrica per encendre el generador com és en el cas de la inducció. El fet de no necessitar una excitació separada elimina les pèrdues de l'excitació, que representen al voltant d'un 30 % de les pèrdues totals del generador. Això ofereix una alta densitat de potència, una mida més compacte i una eficiència més gran en totes les velocitats, oferint la productivitat òptima durant tot el cicle de vida [8].

### 3.2.6. Sistemes de seguretat

Els aerogeneradors actuals, compten amb dos sistemes de frenada independents a prova d'errades per a aturar la turbina. Per una banda, el sistema de fre aerodinàmic, que frena el rotor però no el bloqueja. Per una altra, els aerogeneradors disposen del sistema de fre mecànic, que bloqueja el moviment de la turbina.

Una alta velocitat del vent per sobre de les característiques tècniques de l'aerogenerador, un sobreescalfament del generador o la desconexió de la xarxa elèctrica del mateix que provocaria l'acceleració del rotor en qüestió de segons. Són algunes de les situacions on els sistemes de frenada entrarien en acció i hi jugarien un paper primordial per a la seguretat de l'aerogenerador.

El frenat aerodinàmic consisteix en girar les pales del rotor 90° al voltant del seu eix longitudinal de forma que l'angle d'atac sigui gairebé 0° i per tant s'ofereixi la mínima resistència al vent. Aquest moviment es coneix com posar les pales en bandera. És el sistema utilitzat més habitualment per a frenar el moviment rotatori de la turbina i ofereix una forma molt suau d'aturar-la sense cap esforç, desgast o ruptura important de la torre ni la maquinària. El rotor s'aturarà completament després de realitzar dues voltes com a màxim [9].



El fre mecànic serveix com a sistema de recolzament del sistema de fre aerodinàmic. La seva funció principal és bloquejar el moviment del rotor un cop aquest ja està aturat. Tot i això, les regulacions administratives de moltes jurisdiccions exigeixen l'existència d'un fre mecànic a l'aerogenerador, capaç d'efectuar la frenada del rotor en condicions inicials de potència nominal i a la velocitat nominal del vent. Es compon d'un fre de disc ubicat a l'eix d'alta velocitat del multiplicador, ja que el parell és més petit que, i 1, 2 o 3 pinces proveïdes de pastilles de fre. A més a més, al sistema de fre mecànic s'incorpora un sistema manual de bloqueig que consisteix en bloquejar l'eix de baixa velocitat introduint uns cargols en orificis específics del rotor, i bloquejar l'eix d'alta velocitat introduint un o diversos cargols dins el disc de fre.

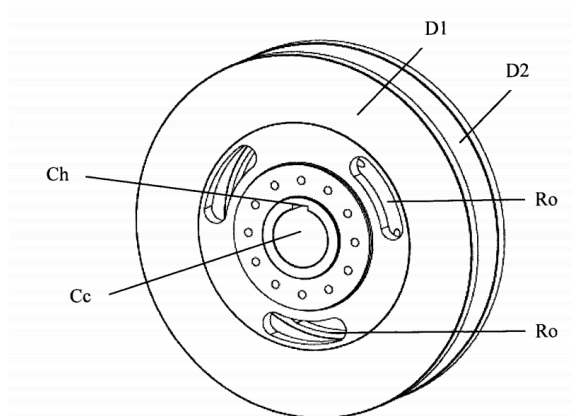


Figura 3.3: Sistema de fre mecànic de doble disc

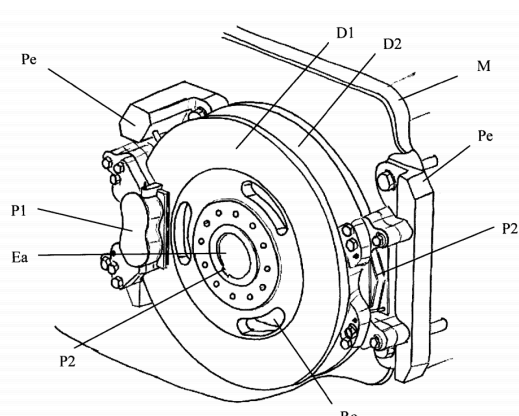


Figura 3.4: Sistema de fre mecànic acoblat al multiplicador

### 3.2.7. Sistema de limitació de potència (*pitch control*)

Els aerogeneradors estan dissenyats per extreure la màxima potència possible al llarg de tota la seva vida útil. Per aquest motiu, es dissenyen per rendir al màxim en funció de la velocitat mitjana del vent de la ubicació escollida, ja que velocitats pròximes a aquesta és amb les que acostumarà a treballar l'aerogenerador.

Aquest fet, provoca la necessitat d'instal·lar un sistema que limiti la potència generada en cas d'existir vents amb altes velocitats per evitar danys en la maquinària de l'aerogenerador o extreure'n la màxima possible en cas de vents amb baixa velocitat.

Els enginyers i dissenyadors a càrrec de les turbines, han desenvolupat diferents sistemes de limitació de potència.

#### **Regulació per angle de pas**

Aquest sistema només es pot incorporar als aerogeneradors que disposin de rotors amb pales de pas variable.

Pel que fa al funcionament, es comprova la potència generada diversos cops per segon, i quant es detecta que s'està generant un nivell massa alt (comporta vents d'alta velocitat) el sistema fa rotar les pales sobre el seu eix longitudinal disminuint l'angle

d'atac, enfrontant així menys superfície contra el vent i disminuint, conseqüentment, la resistència aerodinàmica. Com es d'esperar, també funciona a la inversa, és a dir, si el sistema detecta una baixa generació, s'augmenta l'angle d'atac de les pales per produir-ne més. El gir produït és un gir suau per evitar canvis bruscs de velocitat que podrien malmetre tant l'estructura de l'aerogenerador com el generador.

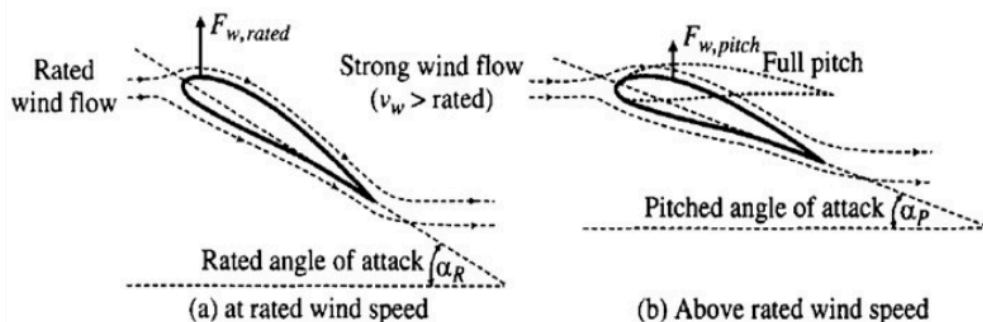


Figura 3.5: Perfil d'una pala i funcionament de la regulació per angle de pas. (a) Situació a velocitat del vent nominal. (b) Situació a alta velocitat del vent

### Regulació passiva per pèrdua aerodinàmica

A diferència de l'anterior, és un sistema implantat en aerogeneradors que disposen de rotors amb pales de pas fixe. Implica un disseny de les pales molt complex.

El funcionament d'aquest sistema recau única i exclusivament en la geometria de les pales. Aquestes estan dissenyades de tal forma, que quan el vent sobrepassa una velocitat límit establerta pels enginyers, es crea una capa límit turbulenta que provoca la pèrdua de sustentació aerodinàmica i conseqüentment, una disminució en la generació de potència. Aquest tipus de pales presenten torsió en la seva geometria per provocar que la pèrdua de sustentació sigui gradual des de l'arrel fins a la punta.

El sistema de regulació passiva per pèrdua aerodinàmica representa un repte tant en el disseny de les pales com en la estructura de l'aerogenerador per evitar les vibracions produïdes en la pèrdua de sustentació. Tot i això, una gran avantatge és consisteix en prescindir d'un complex sistema de control i de parts mòbils de l'aerogenerador [10].

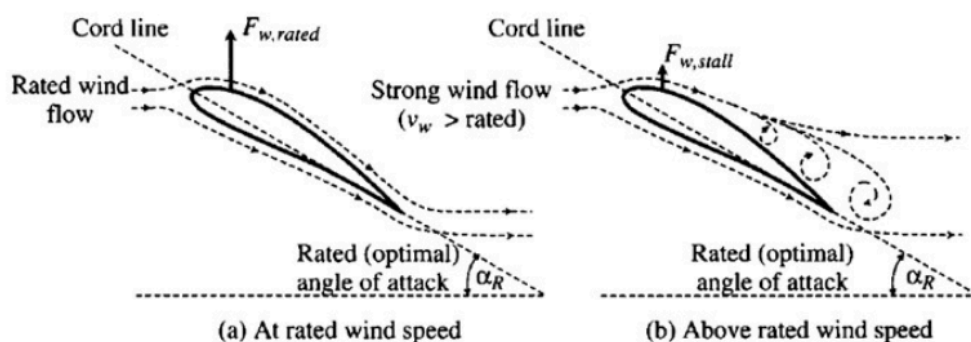


Figura 3.6: Perfil d'una pala i funcionament de la regulació passiva per pèrdua aerodinàmica. (a) Situació a velocitat de vent nominal. (b) Situació a alta velocitat de vent.

### Regulació activa per pèrdua aerodinàmica

És una combinació dels dos sistemes anteriors i per tant, només pot ser instal·lat en aerogeneradors amb pales de pas variable.

Té pràcticament el mateix funcionament que el sistema de limitació de potència amb regulació per angle de pas, però s'hi afegeix el concepte de funcionament de la regulació passiva per pèrdua aerodinàmica. En altres paraules, quan el sistema detecta un augment en la generació de potència, en comptes de disminuir l'angle d'atac per provocar una pèrdua de resistència aerodinàmica, actua de forma contrària, augmenta l'angle d'atac per provocar així una pèrdua de sustentació aerodinàmica i consumir l'excés d'energia aportada pel vent.

Las principals avantatges d'aquest sistema són la capacitat de funcionar al voltant de les seves condicions nominals pràcticament a qualsevol velocitat del vent, i la possibilitat de controlar la generació de potència de manera més exacte que la regulació passiva.

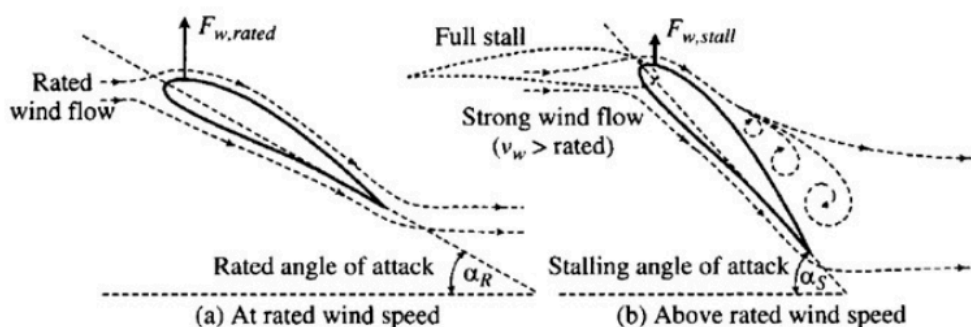


Figura 3.7: Perfil d'una pala i funcionament de la regulació activa per pèrdua aerodinàmica. (a) Situació a velocitat del vent nominal. (b) Situació a alta velocitat del vent.

### 3.2.8. Sistema d'orientació

El sistema d'orientació s'instal·la amb turbines de rotor amb funcionament a sobrevent, és a dir, orientats a la cara de la torre d'on prové la direcció del vent amb més velocitat.

Un dels elements principals d'aquest sistema és el penell ubicat sobre la gòndola. Aquest recull informació sobre la direcció del vent i la transmet al sistema electrònic, que activa el mecanisme per orientar el rotor en contra el vent i eliminar així l'error d'orientació, un concepte que s'explicarà a continuació. El mecanisme està format per motors elèctrics amb rodes dentades acoblades connectats entre sí per un sistema electrònic. Quan aquests es posen en funcionament, roten en el mateix sentit i velocitat, fent girar una corona dentada subjecte a la gòndola, transmetent el gir tant a la gòndola com al rotor.

L'error d'orientació, fa referència al desaprofitament de l'energia del vent que passa pel rotor. En altres paraules, existeix error d'orientació quan el rotor no està orientat perpendicularment a la direcció del vent i per tant, no s'aprofita tota l'energia possible.

Tenint en compte tot el que s'ha comentat sobre el sistema d'orientació, aquest podria ser un bon sistema de limitació de potència. Però les turbines orientades amb un error, pateixen elevades cargues de flexió a les pales, esforços de tracció i compressió, que repercuteixen a l'estructura general degut a la tendència dels rotors a orientar-se perpendicularment al vent. Aquest fet provoca que el sistema d'orientació no sigui un bon sistema per a la limitació de potència.



*Figura 3.8: Sistema d'orientació d'un aerogenerador*

### 3.3. Components elèctrics

#### 3.3.1. Transformador

Aquest component de les turbines està dissenyat de forma diferent en funció de la seva ubicació. Pot ser instal·lat dins la gòndola, dins la torre o a l'exterior de la torre. En el cas dels parcs eòlics marins s'ubica dins la turbina per obtenir una major protecció.

La seva funció, com bé indica el seu nom, és transformar la forma de la potència amb l'objectiu d'aconseguir uns valors de les variables elèctriques desitjats i/o de minimitzar les pèrdues elèctriques. Quan es parla sobre la forma de la potència es fa referència als valors de les variables elèctriques, el voltatge i la intensitat.

Els transformadors dels aerogeneradors solen augmentar el voltatge de 690 V (produït pel generador) a 33 kV. D'aquesta forma es redueix la intensitat i, consegüentment, les pèrdues elèctriques.

Duen incorporat un sistema de refrigeració per a reduir la temperatura de treball. Bàsicament es distingeixen dos tipus de sistemes segons el mètode utilitzat: refrigeració per oli i aigua, i refrigeració per aire.

### 3.3.2. Cable de transmissió

Els cables de transmissió d'alta tensió poden ser classificats de dues formes diferents, ja sigui segons la seva geometria o segons la seva tecnologia.

Pel que fa a la primera classificació, es distingeixen dues famílies de cables utilitzats: els cables monofàsics o d'un sol nucli i els cables trifàsics o de tres nuclis. En les instal·lacions submarines DC, s'utilitzen cables monofàsics ja que només són necessàries 3 línies. En canvi, els sistemes AC necessiten tres línies de corrent a una certa proximitat ja que el corrent altern depèn de la tensió entre fases. Aquest fet i la dificultat d'instal·lar 3 cables a gran proximitat sota el mar és el motiu pel qual els cables trifàsics són els més escollits en els sistemes AC submarins.

Segons la tecnologia dels cables, es diferencien els següents:

**XLPE o cable de polietilè reticulat (*cross-linked polyethylene*):** generalment, el conductor és d'alumini trenat i compactat o de coure trenat amb secció circular i és aïllat per capes de polietilè reticulat. En aquest cable, sovint s'hi inclouen diversos recobriments amb propietats que el permeten treballar a tensions de fins a 300 kV i temperatures entre 90 °C i 250 °C.

**Cable amb aïllament de paper:** l'aïllament consisteix en capes de cintes de paper que es solapen de forma helicoidal al voltant del nucli conductor de coure o alumini. Aquest aïllament es reforça impregnant el paper amb un fluid. Existeixen dos tipus de cables amb aïllament de paper i la seva principal diferència és la densitat del paper i la viscositat del fluid impregnat:

- **MI (*Mass impregnated*):** s'impregna el paper amb un fluid d'alta viscositat. Solen ser utilitzats en instal·lacions HVDC ja que no tenen una longitud màxima establerta. En destaquen el de tipus *Kraft*, que permet treballar a tensions al voltant de 500 kV i potències superiors als 800 MW, i el cable amb recobriment PLPP (*Polypropylene Laminated Paper*) amb una capacitat de transmissió superior en un 30%.
- **SCFF (*Self Contained Fluid Filled*):** el fluid utilitzat en la impregnació és de baixa viscositat i incorporen un conducte pel centre del conductor que transporta un fluid refrigerant. Solen ser instal·lats en sistemes HVAC ja que la necessitat d'alimentar el cable amb el fluid refrigerant redueix la seva longitud màxima al voltant dels 50 km.

## 4. Cas base objecte d'estudi

Com ja s'ha comentat amb anterioritat, l'objectiu d'aquest projecte és desenvolupar una eina que permeti fer un estudi econòmic d'un parc eòlic *offshore* ràpidament i amb facilitat. Per dur a terme aquest objectiu, es crearà un cas base objecte d'estudi basat en un parc eòlic *offshore* real per facilitar-ne alguns processos.

A continuació, s'explica el procediment seguit per dur a terme l'estudi d'aquest cas base a partir del qual s'ha fabricat l'eina esmentada. Es finalitzarà la memòria d'aquest projecte amb una descripció de l'eina creada i del seu procés de creació.

### 4.1. Emplaçament del cas base

Per a començar l'estudi econòmic del cas base s'ha hagut d'emplaçar el parc eòlic. Així doncs, s'ha realitzat un estudi previ sobre les zones on més s'hi està desenvolupant la tecnologia eòlica *offshore* i les condicions d'aquests indrets que propicien la instal·lació de parcs.

Després de la recerca, s'ha trobat que Europa és el continent que més està apostant per aquesta font d'energia renovable en tot el món i l'acompanya, des de lluny, el continent asiàtic gràcies a la inversió Xinesa. Segons el Consell Global d'Energia Eòlica (GWEC), com s'observa al següent gràfic, el Regne Unit i Alemanya són pioners destacats amb una capacitat de 6.836 MW i 5.355 MW respectivament, seguit de la Xina amb 2.788 MW. S'observa que nou dels onze països europeus amb més potència instal·lada són nòrdics. A partir d'aquesta informació, s'ha decidit centrar l'estudi a Europa.

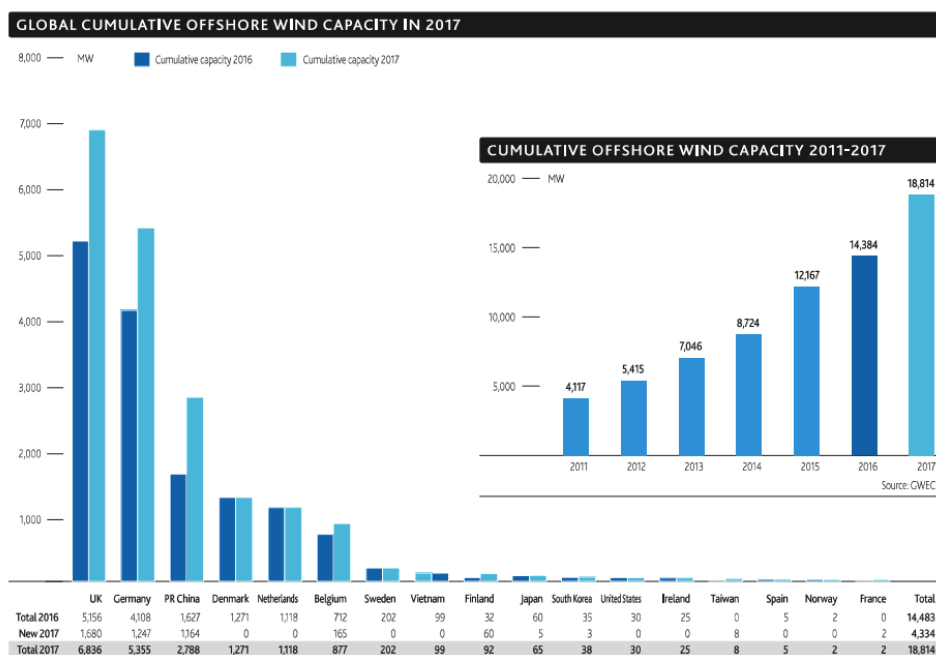


Figura 4.1: Gràfic de capacitats en MW per país els anys 2016 i 2017 [11]



Pel que fa als mars europeus, clarament el Mar del Nord és el capdavanter en quant a potència eòlica instal·lada amb un 71% de la capacitat total europea. El segueixen el Mar d'Irlanda i el Mar Bàltic amb un 16% i un 12% respectivament segons l'associació *WindEurope* al recull anual d'estadístiques *offshore* del 2017.

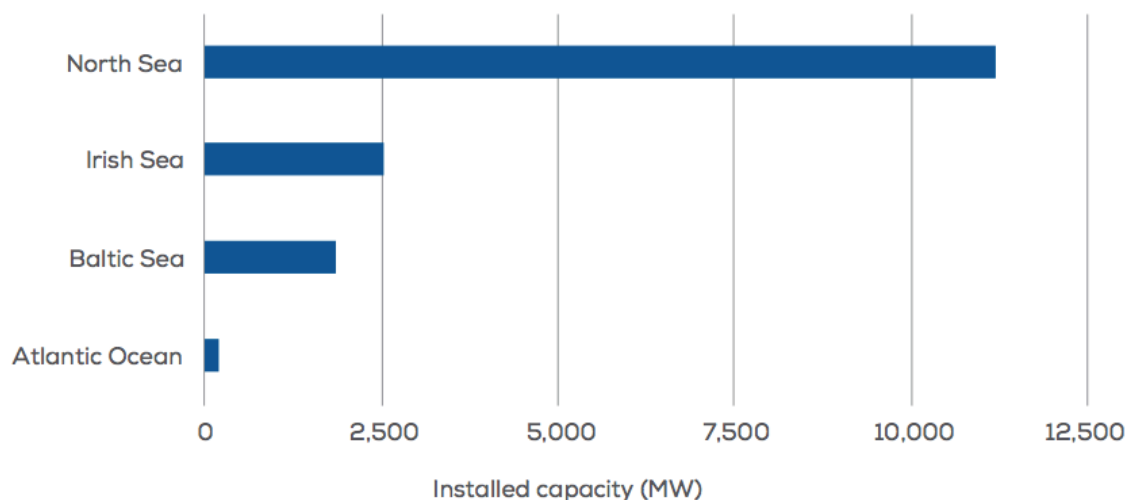


Figura 4.2: Gràfica de capacitats dels mars europeus en MW l'any 2017 [4]

Analitzant les dades obtingudes i observant que la major part de l'activitat eòlica *offshore* es produeix al mar del Nord, s'ha indagat en les característiques dels mars per veure si són un factor determinant. Concretament s'ha estudiat el trànsit de vaixells i la profunditat de les aigües.

La primera de les dues característiques no s'ha trobat rellevant per a la presa de decisió respecte a la ubicació del parc. S'ha arribat a aquesta conclusió després d'examinar el flux de tot tipus de vaixells pels mars que envolten Europa i comprovar que no existeix una diferència significativa. La Figura 4.3 mostra les zones per on hi circulen més vaixells pintades de color vermell.

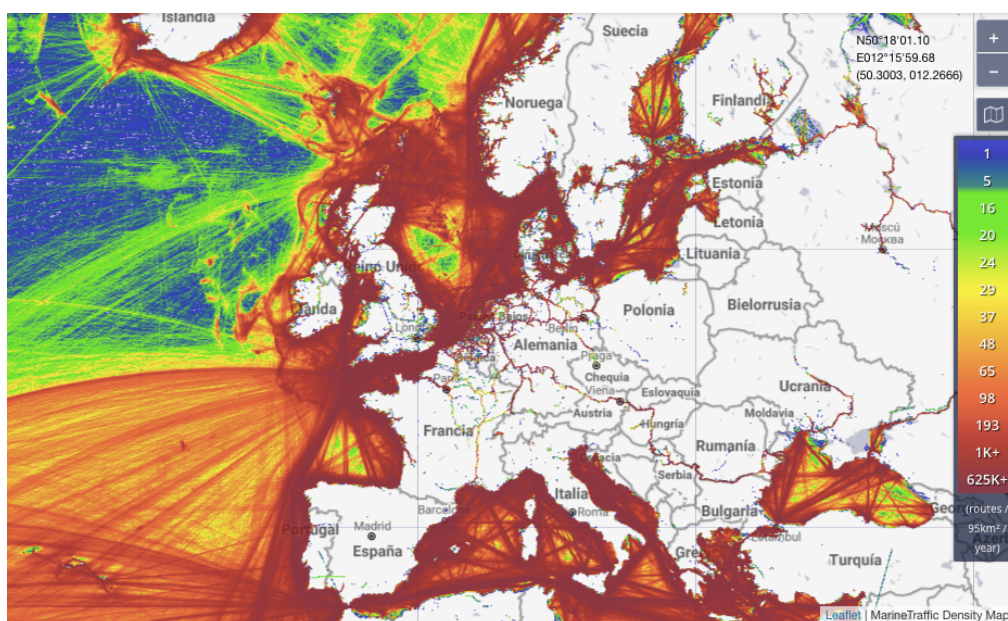


Figura 4.3: Mapa d'Europa que mostra el trànsit de vaixells [12]

D'altra banda, segons el sondeig de la Comissió Europea mitjançant la Xarxa europea d'observació i dades marines (EMODnet), com es pot veure a la Figura 4.4, s'observa una clara diferència entre la profunditat que caracteritza els mars que envolten Europa. Mentre que el Mar Mediterrani i l'Oceà Atlàntic. Així doncs, a diferència del trànsit de vaixells, s'ha considerat la profunditat marina com a factor clau per a l'emplaçament del parc eòlic. Aquest és un resultat esperat ja que la majoria de parcs actius varen ser construïts sobre monopilots i, aquest tipus de fonament, és fix al sòl i s'utilitza a profunditats inferiors als 50 metres. Al següent mapa s'hi pot observar com el Mar del Nord és un escenari ideal degut a la seva poca profunditat, que gairebé no supera els 200 metres.

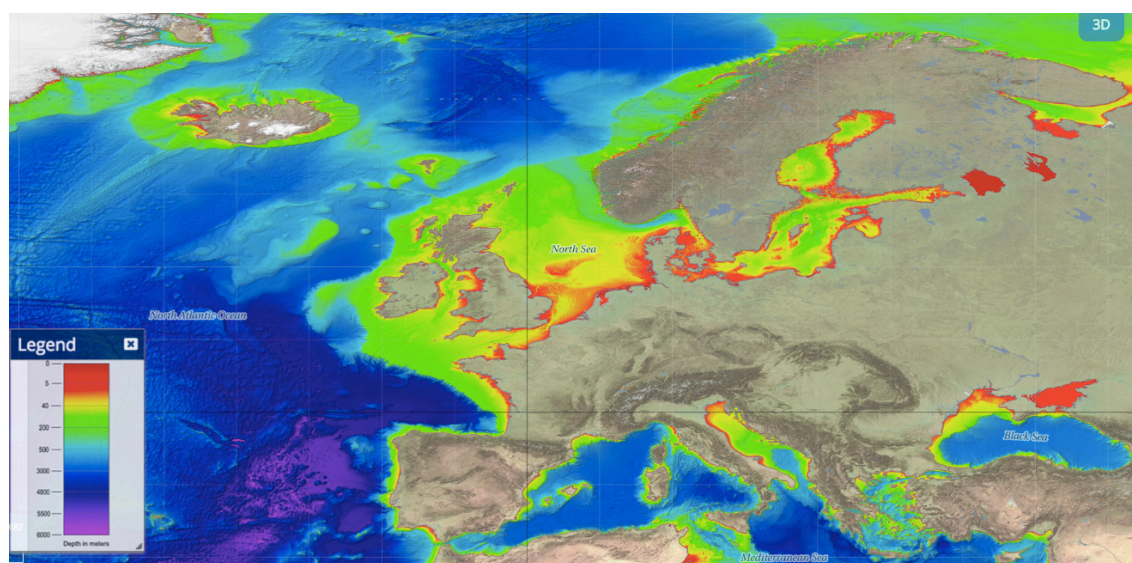


Figura 4.4: Mapa batimètric dels mars d'Europa [13]

Un cop analitzats els possibles indrets on ubicar el cas base objecte d'estudi, s'ha decidit emplaçar-lo al Mar del Nord degut a les facilitats que proporciona. A partir d'aquí, amb la finalitat de concretar una mica més en la ubicació i les dimensions del parc, s'ha escollit una extensió subhastada i concedida per un govern dels països d'aquesta zona. Per a l'elecció, s'ha prioritzat que l'extensió no sigui superior a 30 km<sup>2</sup> per reduir el nombre de turbines i simplificar així els càlculs i, que en cas de que la parcel·la ja hagi estat concedida a alguna empresa, el parc eòlic no estigui operatiu. Per a aquest procés a estat clau una eina proporcionada per la consultoria energètica *offshore* britànica 4COffshore [14], que permet veure la ubicació i l'extensió dels parcs eòlics arreu del món en un mapa i altres característiques, com per exemple el seu estat, és a dir, si la parcel·la està en desenvolupament, assignada a una empresa o operativa.



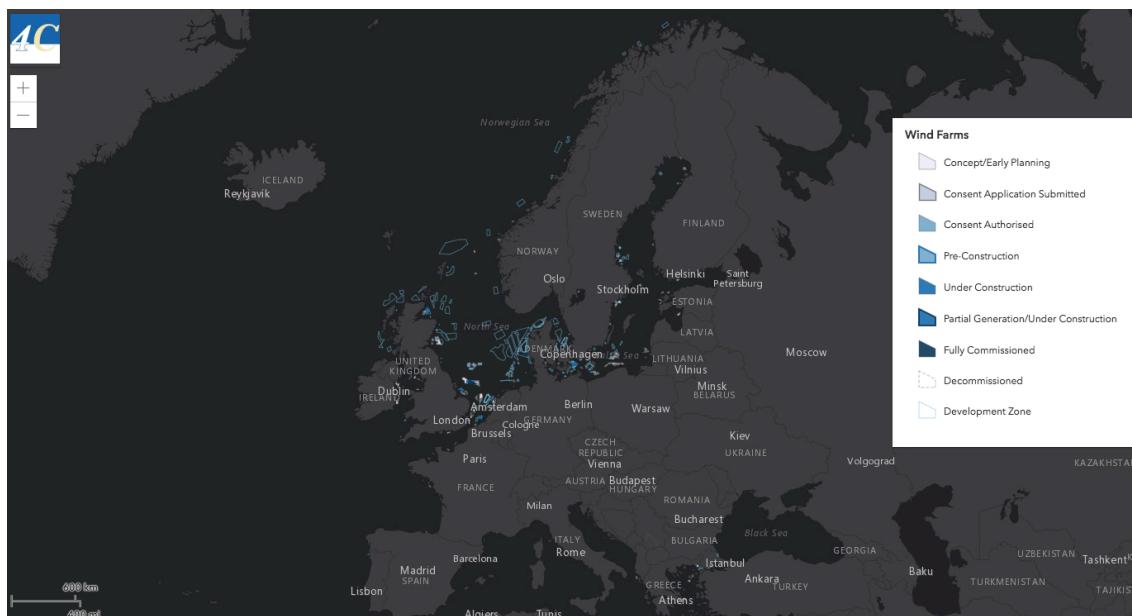


Figura 4.5: Mapa dels parcs eòlics offshore a Europa [14]

Finalment, després de comparar diverses parcel·les, s'ha escollit la extensió pertanyent al projecte Albatros ja que s'ha considerat que complia a la perfecció les especificacions comentades anteriorment.

Així doncs, a parit d'ara el cas base serà emplaçat a la parcel·la adjudicada al projecte Albatros, com s'ha comentat al paràgraf anterior. Aquesta, es troba al Mar del Nord, dins la zona econòmica exclusiva alemanya<sup>5</sup>. Té una extensió de 11 km<sup>2</sup>, una profunditat al voltant dels 40 metres i les coordenades són les següents: Latitud: 54,486°, Longitud: 6,249°. A la Figura 4.6 s'hi pot observar on està localitzada i la seva geometria i extensió.

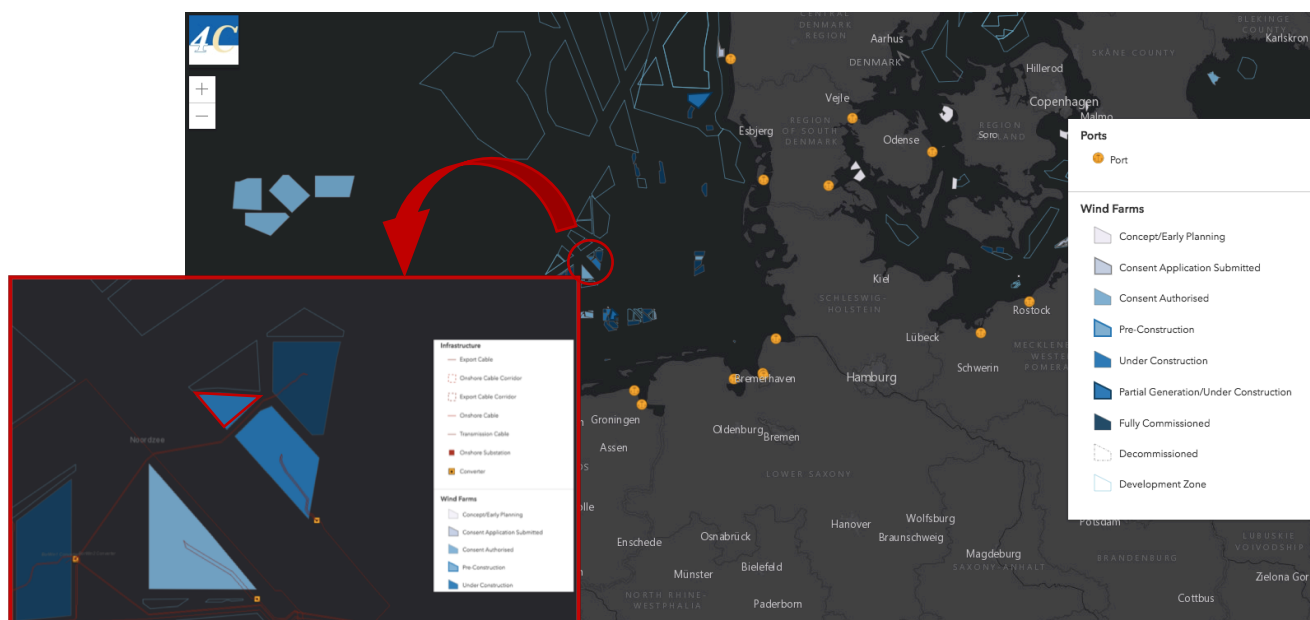


Figura 4.6: Mapa de la parcel·la on s'ubica el cas base

<sup>5</sup> Una zona exclusiva econòmica és una àrea situada més enllà del mar territorial i adjacent a aquest que s'estén fins a 200 milles nàutiques des de les línies de base del mar territorial. Està subjecte a un règim jurídic específic.

## 4.2. Característiques del cas base

Ja que l'emplaçament ha estat una parcel·la real concedida a un projecte per a la construcció d'un parc eòlic, s'aprofitarà el model del projecte Albatros per avançar en els aspectes de disseny i poder centrar aquest projecte en la creació d'una eina per avaluar inversions en parcs eòlics *offshore*.

Per posar una mica en context, el projecte Albatros ha estat concedit pel govern d'Alemanya a dues companyies. La primera, Enbridge, posseeix el 49,89% i se'n fa càrrec del desenvolupament del projecte. D'altra banda, EnBW disposa del 50,1% del projecte i s'encarregarà de les operacions i del manteniment quan aquest estigui en funcionament [15].

El parc constarà de 16 turbines SWT-7.0-154. Un model fabricat per Siemens amb una potència nominal de 7 MW, que dotarà al parc amb una capacitat total de 112 MW. Aquesta turbina disposa d'un rotor de 154 metres de diàmetre i per tant una àrea d'escombrada de 18.600 m<sup>2</sup>, amb 3 pales de 75 metres de llargada cadascuna. Està dissenyada per funcionar dins l'interval entre 3 m/s i 25 m/s i per produir la seva potència nominal entre els 13 i els 15 m/s. Els fonaments de totes les turbines seran monopilots. A l'Annex B s'hi troba la fitxa tècnica.

A més a més, el projecte inclou la instal·lació d'un mòdul de transmissió *offshore* (OTM) amb una capacitat de transmissió de 116 MW. L'OTM es connectarà a la plataforma convertidora Borwin Beta, situada a 25 km. D'aquesta manera el parc quedarà connectat a la xarxa elèctrica. Cal comentar que la plataforma convertidora actual utilitza la tecnologia HVDC per transmetre l'energia. El fonament de l'OTM, igual que les turbines, serà el monopilot.

A les següents taules es fa un recull de les característiques principals del projecte Albatros i, per tant, el cas base que s'utilitzarà en aquest projecte.

<i>Extensió:</i>	11 km <sup>2</sup>
<i>Ubicació:</i>	Alemanya Zona econòmica exclusiva 2 (BorWin) Mar del Nord Latitud: 54,486° Longitud: 6,249°
<i>Tipus:</i>	Offshore
<i>Distància de la costa:</i>	110 km
<i>Profunditat del sòl:</i>	40 m
<i>Estació convertidora:</i>	BorWin 2
<i>Tipus de transmissió:</i>	HVDC
<i>Potència nominal:</i>	112 MW
<i>Nº de turbines</i>	16

Taula 4.1: Característiques del parc eòlic Albatros

<i>Fabricant:</i>	Siemens
<i>Model:</i>	SWT-7.0-154
<i>Àrea d'escombrada:</i>	18.600 m <sup>2</sup>
<i>Diàmetre del rotor:</i>	154 m
<i>Velocitat del vent d'arrancada:</i>	3 m/s
<i>Velocitat del vent de tall:</i>	25 m/s
<i>Velocitat mitjana del vent:</i>	13 m/s
<i>Nº de fulles:</i>	3
<i>Potència nominal:</i>	7 MW
<i>Voltatge del generador:</i>	690 V
<i>Connexió a la xarxa:</i>	IGBT

Taula 4.2: Característiques de l'aerogenerador

## 5. CÀLCULS I RESULTATS

En aquest apartat es procedeix al tractament de dades i al càlcul dels valors necessaris per dur a terme l'estudi econòmic. El programa Excel ha estat una eina indispensable per als anàlisis fets en aquesta fase del projecte. Cal esmentar que, segons la distribució de les turbines, sorgeix un efecte anomenat *Wake effect* provocat per la pèrdua de velocitat del vent al travessar l'àrea escombrada pel rotor d'un aerogenerador. Aquest fet provoca que la turbina ubicada al darrera de la primera rebi part del vent amb una velocitat inferior. En aquest projecte no s'ha entrat en detall en els càlculs d'aquest efecte, així que s'ha estimat un percentatge representatiu de les pèrdues que comporta al parc.

### 5.1. Tractament i anàlisi de dades

Un cop s'han definit totes les característiques del parc eòlic que es pretén estudiar, s'ha procedit al càlcul teòric de l'energia que es preveu que produirà durant la seva vida útil. Per fer-ho, s'ha simulat amb el comportament de l'únic recurs, el vent, amb la intenció de fer una bona predicció de la energia extreta pel parc i, conseqüentment, els ingressos que aquest generarà.

Primerament, gràcies a la base de dades proporcionada per l'*Iowa Enviromental Mesonet* (IEM) a la seva pàgina web, s'ha cercat l'estació meteorològica més propera a la ubicació del parc. Aquesta, ha estat l'estació F3-FB-1 SEA i les seves coordenades són: Latitud: 54,8539° i Longitud: 4,69611°. Acte seguit, s'han descarregat les dades del vent des del 28 d'Agost de 2011 fins el 31 de Desembre de 2018 a una altura de 50 metres sobre el nivell del mar. Aquestes han estat preses per l'estació meteorològica amb intervals de mitja hora, havent-hi un total de 129.024 dades, i inclouen el nom de l'estació, l'hora i el dia en que s'han mesurat, la velocitat del vent en milles per hora (mph) i la direcció en graus, prenent com referència inicial (0°) el Nord i amb sentit positiu el de les agulles del rellotge.

### 5.1.1. Velocitat del vent

A partir d'aquí, s'ha fet un tractament de les dades descarregades amb l'objectiu de fer-ne un bon anàlisi per poder extreure'n conclusions. Inicialment, s'ha separat la informació que contenen en diferents columnes. D'aquesta manera han quedat diferenciades 6 columnes, cadascuna d'elles amb un dels següents paràmetres: nom de la estació, data de mesura, hora de mesura, direcció (°) i velocitat (mph).

A continuació, s'han afegit 3 columnes noves que s'han considerat necessàries per als càlculs posteriors. La primera de les tres, conté l'any en que ha estat presa la mesura. A la tercera, s'ha realitzant un canvi d'unitats de la velocitat del vent, passant de milles per hora a metres per segon (m/s). A la darrera columna afegida, s'ha establert una nova classificació en quant a la direcció del vent. S'han considerat 16 direccions diferents, segons la rosa dels vents que es mostra a la Figura 5.1, atorgant un interval de 22,5° d'amplitud a cadascuna. Així doncs, les noves direccions queden definides com mostra la Taula 5.1.

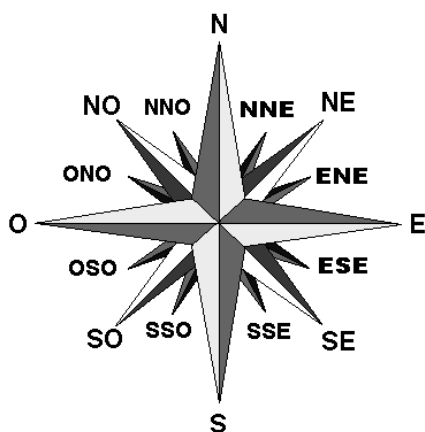


Figura 5.1: Direccions de la rosa dels vents

Direcció	Interval inferior (°)	Interval superior (°)
<b>N</b>	348,75	11,25
<b>NNE</b>	11,25	33,75
<b>NE</b>	33,75	56,25
<b>ENE</b>	56,25	78,75
<b>E</b>	78,75	101,25
<b>ESE</b>	101,25	123,75
<b>SE</b>	123,75	146,25
<b>SSE</b>	146,25	168,75
<b>S</b>	168,75	191,25
<b>SSO</b>	191,25	213,75
<b>SO</b>	213,75	236,25
<b>OSO</b>	236,25	258,75
<b>O</b>	258,75	281,25
<b>ONO</b>	281,25	303,75
<b>NO</b>	303,75	326,25
<b>NNO</b>	326,25	348,75

Taula 5.1: Direccions i intervals atorgats

Un cop s'ha donat el format a les dades que s'ha considerat òptim per poder treballar amb comoditat, s'ha procedit a l'estudi. Per començar l'anàlisi del recurs bàsic d'aquest projecte, el vent, s'han calculat el nombre de dades sense registrar o sense mesures degut a un error en l'instrument de mesura o possibles problemes que hagi pogut patir l'estació. S'ha trobat que de les 129.024 dades, han estat ben registrades 126.260, és a dir, en altres paraules, de les 64.512 hores de vent totals només han quedat sense registrar 1.382, el que és equivalent a 2 mesos. Donats aquests resultats s'han donat per vàlides les dades descarregades i s'ha iniciat l'anàlisi.

Primerament, s'ha calculat la velocitat a una alçada de 100 metres a partir de cadascuna de les dades preses per l'estació meteorològica a 50 metres sobre el nivell del mar. Aquest canvi es deu al fet que la velocitat del vent varia en funció de l'alçada i la rugositat de la zona, ja que, com el vent és un fluid viscos, és produeix una capa límit<sup>6</sup> sobre la

6

superfície terrestre on el perfil de velocitats no és uniforme. Amb la finalitat de conèixer el comportament del vent i descriure el seu perfil de velocitats dins aquesta capa, s'han generat diversos models matemàtics al llarg de la història. Tot i que no se n'ha reconegut un com a òptim, si que s'ha donat molta credibilitat a la corba de Hellmann i a la llei de Prandtl. Les fórmules es mostren a continuació.

$$\text{Prandtl:} \quad v = v_{ref} \cdot \frac{\ln\left(\frac{z}{z_o}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_o}\right)} \quad (5.1)$$

$$\text{Hellmann:} \quad v = v_{ref} \cdot \left(\frac{z}{z_{ref}}\right)^\alpha \quad (5.2)$$

Ambdues utilitzen un paràmetre,  $z_o$ , que representa la rugositat del terreny en qüestió. En el cas de l'equació de Hellmann, la rugositat es troba dins l'exponent  $\alpha$ . L'equació (5.3) mostra la forma de calcular-lo. Per determinar el valor de la rugositat s'ha utilitzat la classificació de Davenport (Taula 5.2) revisada per J.Wieringa el 1992 [16]. Per tant, tenint en compte que el parc estudiat en aquest projecte es troba a mar obert, s'ha escollit un valor per a la rugositat superficial de 0,0002 metres.

$$\alpha = \frac{1}{\ln\left(\sqrt{\frac{z_{ref} \cdot z}{z_o}}\right)} \quad (5.3)$$

No.	Class Name	Roughness length (m)	Landscape description
1	Sea	0.0002	Open water, featureless flat plain, fetch > 3 km
2	Smooth	0.005	Obstacle-free land with negligible vegetation, marsh, ridge-free ice
3	Open	0.03	Flat open grass, tundra, airport runway, isolated obstacles separated by >50 obstacle heights H;
4	Roughly Open	0.10	Low crops or plant cover, occasional obstacles separated by = 20 H
5	Rough	0.25	Crops of varying height, scattered obstacles with separation $x \sim 12-15 H$ if porous (shelterbelts) and $x \sim 8-12 H$ if solid (buildings)
6	Very Rough	0.5	Intensively cultivated landscape with large farms, orchards, bush land, $x \sim 8 H$ ; low well-spaced buildings and no high trees ( $x \sim 3-7 H$ )
7	Skimming	1.0	Full similar-height obstacle cover with interspaces $\sim H$ , e.g. mature forests, densely-built town area
8	Chaotic	=2	Irregular distribution of very large elements: high-rise city centre, big irregular forest with large clearings

Taula 5.2: Classificació Davenport de la rugositat efectiva del terreny [16]

Després dels càlculs de les noves velocitats amb les equacions (5.1) i (5.2) s'han analitzat la mitjana i la desviació estàndard per veure si existien grans diferències entre els dos models però, com s'observa a la Taula 5.3, la màxima diferència és inferior a 3 dècimes. Per tant, no s'ha considerat significativa la diferència entre els dos models aplicats. Degut a aquesta conclusió recolzada per un estudi fet a la Universitat de Massachussetts [17], s'ha continuat el projecte utilitzant els resultats obtinguts amb la llei de Prandtl.

	<i>Prandtl</i>	<i>Hellmann</i>
<b>Mitjana</b>	10,62558	10,91763
<b>Desv.standard</b>	5,141513	5,282827

Taula 5.3: Comparació dels resultats entre ambdós models

Continuant amb l'anàlisi i amb la finalitat de conèixer el comportament del vent durant el període registrat, s'han calculat les velocitats mitjanes de cada mes i cada any. Aquests valors, s'han estructurat en forma de taula comparativa per tal de fer un anàlisi gràfic.

Primerament s'ha realitzat un gràfic de barres (Figura 5.2) amb la velocitat mitjana de cada any i mes per trobar algun patró. Com es pot observar però, la variació de la velocitat dins els mesos no ha seguit cap seqüència al llarg d'aquests 8 anys. Cal destacar que les dades de l'any 2011 comencen a partir del mes d'Agost.

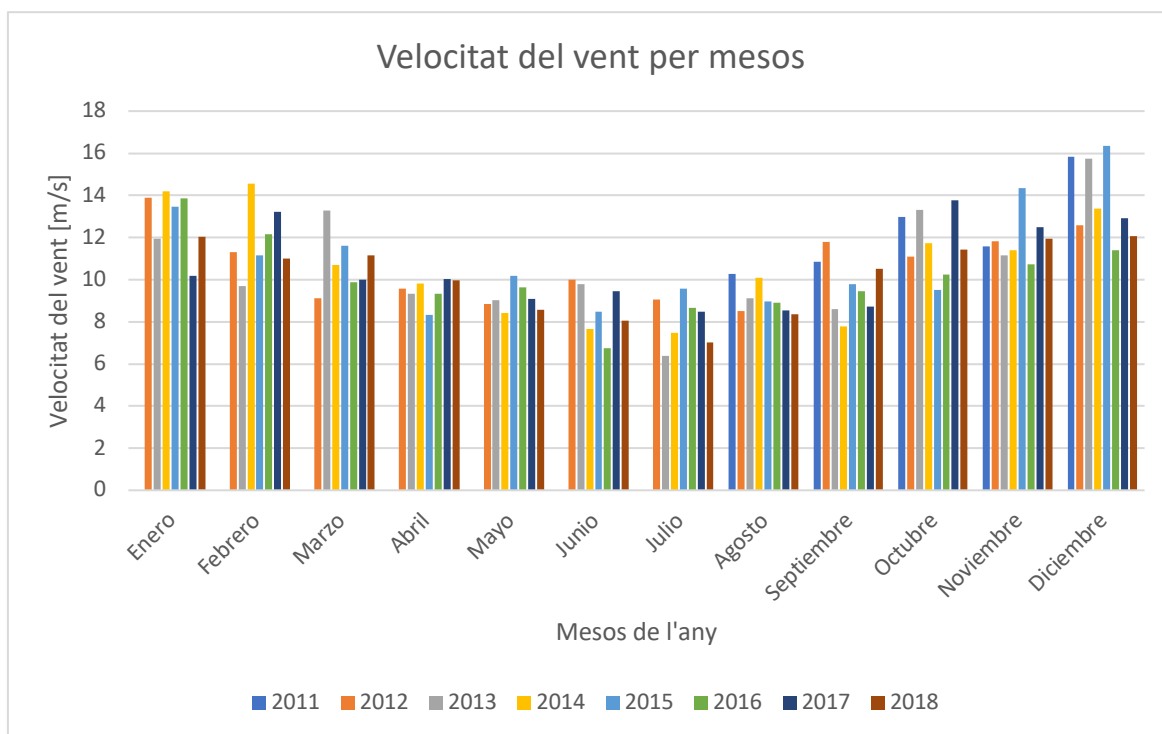


Figura 5.2: Gràfic de la velocitat del vent per mesos de cada any entre 2011 i 2018

Per tractar de veure amb més claredat si les èpoques de l'any són un factor influent en la velocitat del vent s'ha realitzat un segon gràfic de barres (Figura 5.3) amb la velocitat del vent mitjana dels 7 anys acumulada per mesos. Cal destacar que no s'han tingut en compte les dades de l'any 2011 en aquest gràfic ja que, al prescindir dels registres dels primers mesos, es podria haver alterat la representació gràfica. En aquest cas, si que s'observa un patró en la velocitat del vent durant l'any. S'aprecia com el mes de Desembre es el mes on el vent té més velocitat i, a partir d'aquí, la velocitat mitjana descendeix fins al mes de juliol, on hi bufa amb menys intensitat. Així doncs, s'ha extret la conclusió que el parc eòlic no generarà la mateixa energia durant tot l'any, sinó que aquesta oscil·larà de forma sinusoïdal sent Desembre el mes de més generació.

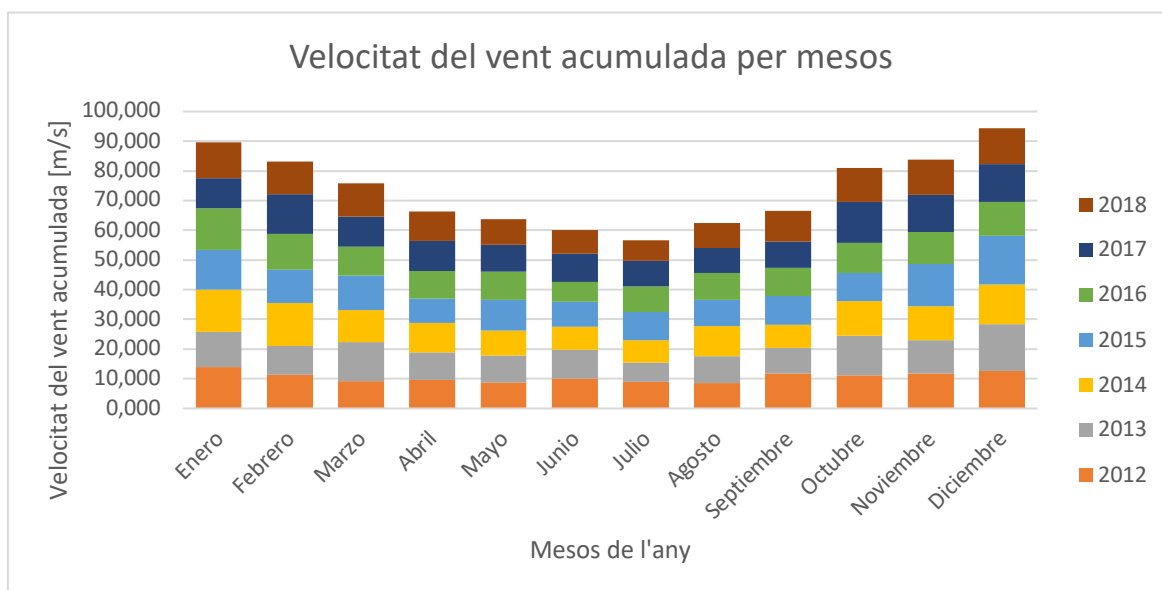


Figura 5.3: Gràfic de la velocitat del vent acumulada entre 2012 i 2018 per mesos

Un altre factor que s'ha analitzat ha estat la variació de la velocitat entre els diferents anys. Per fer-ho, s'han realitzat dos gràfics on tampoc s'han tingut en compte les dades registrades durant l'any 2011 pel mateix motiu explicat al paràgraf anterior. En el primer (Figura 5.4), un altre gràfic de barres, s'hi ha representat la suma de les mitjanes de cada mes per any. Es pot veure que la màxima diferència és al voltant de 10 m/s. Per tant, sembla que la velocitat mitjana s'ha mantingut força estable els últims 7 anys.

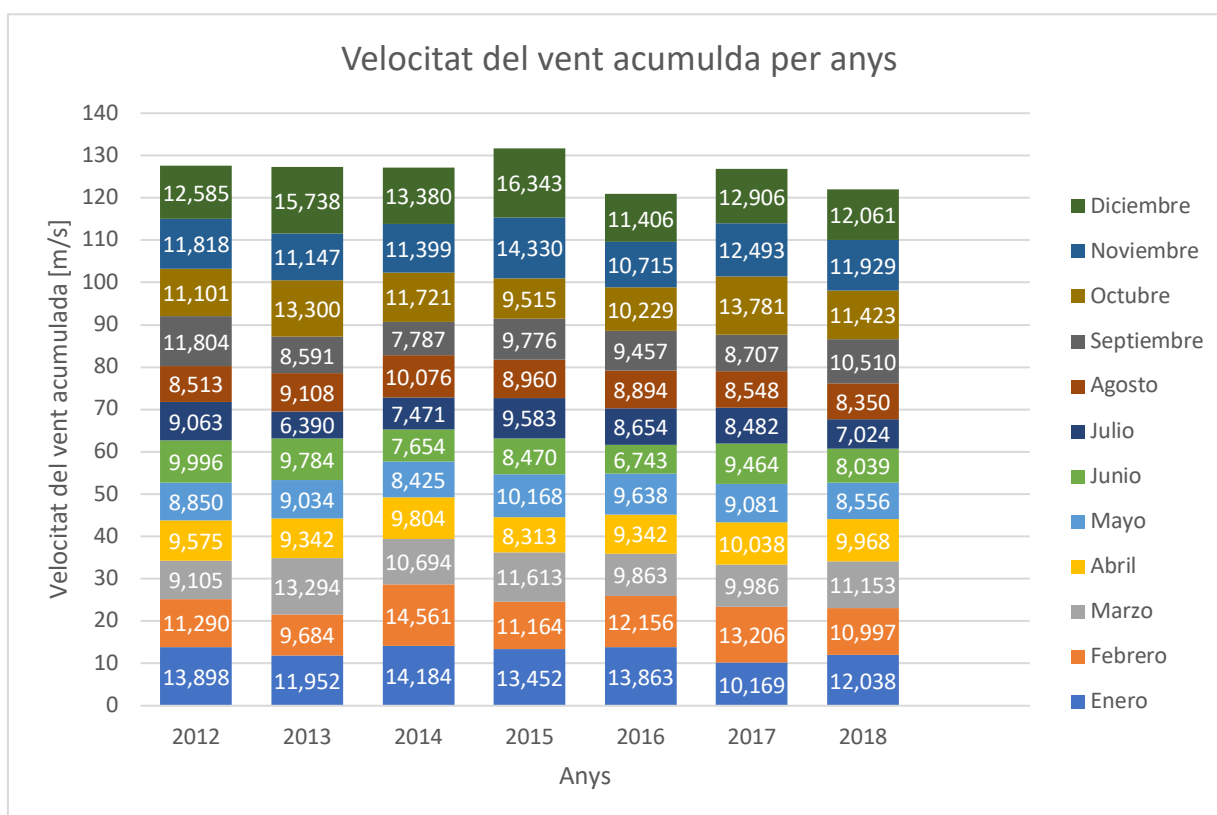


Figura 5.4: Gràfic de la velocitat del vent mitjana de cada mes acumulada per anys entre 2012 i 2018



Pel que fa al segon, la Figura 5.5 s'han representat les velocitats mitjanes de cada any. La màxima diferència segueix sent entre el 2015 i el 2016 i no supera la unitat. Per tant, es pot concloure que la velocitat del vent mitjana anual no ha variat significativament durant els últims 7 anys. Per concretar una mica més, s'ha calculat la velocitat mitjana total, que ha resultat de 10,52 m/s, i la desviació estàndard, que té un valor de 0,3. Aquests resultats corroboren les conclusions extretes dels gràfics.

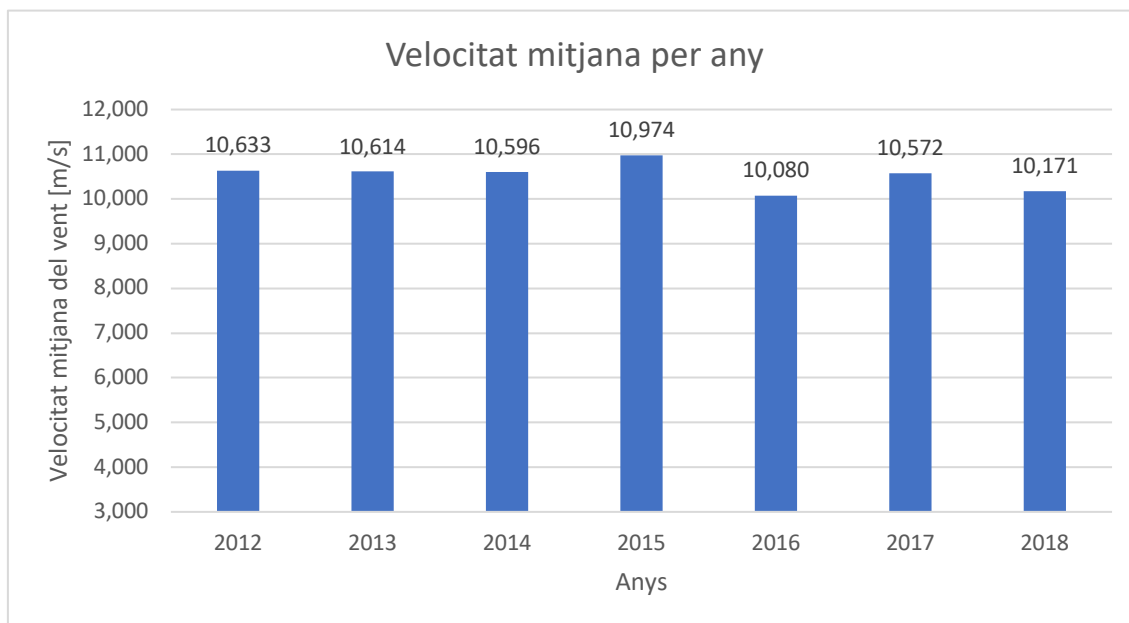


Figura 5.5: Gràfic de la velocitat mitjana per any

Així doncs, de l'anàlisi de dades referents a la velocitat següent s'han extret dues conclusions principals:

- Durant els últims 7 anys s'ha mantingut una velocitat anual mitjana del vent al voltant dels 10,52 m/s.
- La velocitat mitjana mensual, genèricament, oscil·la de forma sinusoïdal sent el màxim i el mínim els mesos de Desembre i Juliol respectivament.

#### 5.1.2. Direcció del vent i posició dels aerogeneradors

Amb la intenció de determinar la direcció en que s'han d'instal·lar els aerogeneradors per tal de disminuir al màxim el *Wake effect*, s'ha dut a terme un breu anàlisi de la direcció del vent. Per fer-ho, s'ha comptat el nombre de dades registrades en cada direcció definida a la Taula 5.1. A continuació, s'han dividit els resultats entre el nombre total de dades, obtenint així la freqüència de cada direcció. En aquest cas, la estació meteorològica ha registrat 2382 dies dels 2688 totals. Tot i això, degut a la dispersió al llarg del temps de les dades de les que es prescindeix, s'han considerat vàlids els resultats. Aquests, que es mostren a la Taula 5.4 i a la rosa dels vents il·lustrada a Figura 5.6, posen de manifest que en aquesta zona del Mar del Nord, el vent té tendència en bufar cap a l'Oest. Així doncs, s'ha decidit instal·lar les turbines de cara a l'Est ja que el rotor d'aquest model d'aerogeneradors es posiciona aigües amunt.



Direcció	Interval inferior (°)	Interval superior (°)	Nº dades	Freqüència
<b>N</b>	348,75	11,25	1890	1,65%
<b>NNE</b>	11,25	33,75	1746	1,53%
<b>NE</b>	33,75	56,25	4279	3,74%
<b>ENE</b>	56,25	78,75	4755	4,16%
<b>E</b>	78,75	101,25	10221	8,94%
<b>ESE</b>	101,25	123,75	6282	5,49%
<b>SE</b>	123,75	146,25	4255	3,72%
<b>SSE</b>	146,25	168,75	4673	4,09%
<b>S</b>	168,75	191,25	10995	9,62%
<b>SSO</b>	191,25	213,75	7736	6,77%
<b>SO</b>	213,75	236,25	9779	8,55%
<b>OSO</b>	236,25	258,75	12613	11,03%
<b>O</b>	258,75	281,25	14653	12,81%
<b>ONO</b>	281,25	303,75	7752	6,78%
<b>NO</b>	303,75	326,25	7576	6,63%
<b>NNO</b>	326,25	348,75	5139	4,49%
<b>TOTAL</b>			<b>114344</b>	<b>100,00%</b>

Taula 5.4: Freqüències de la direcció del vent

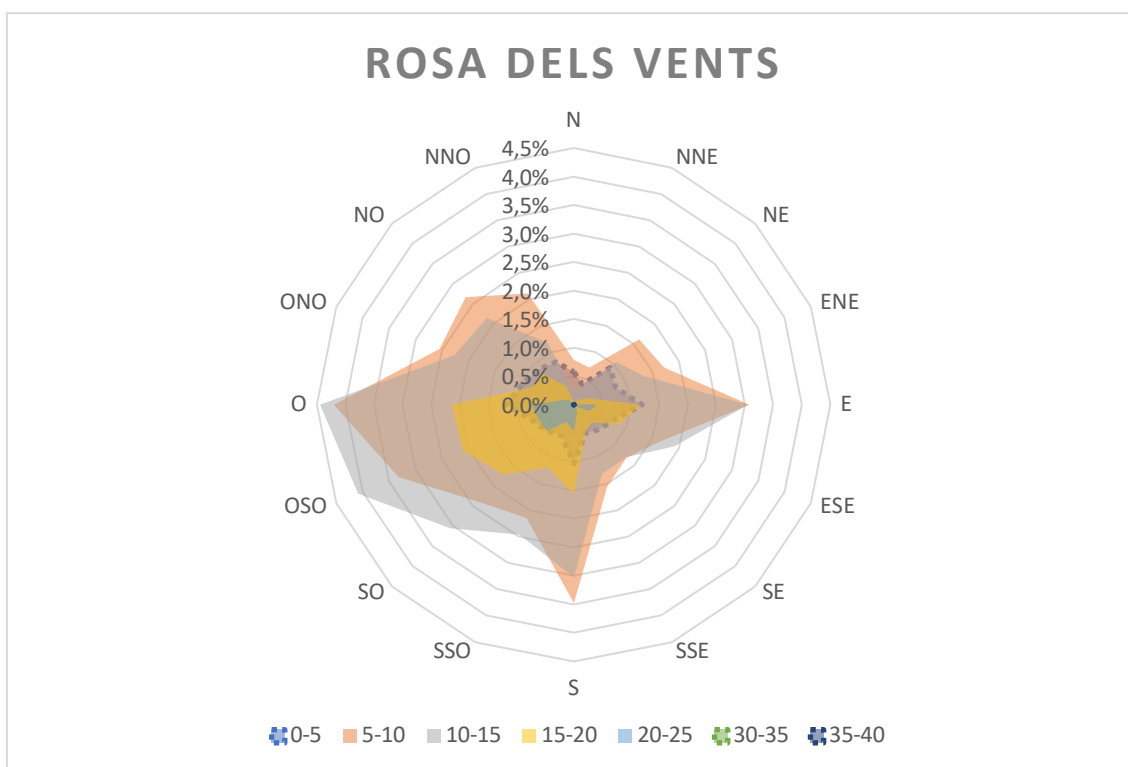


Figura 5.6: Rosa dels vents

Pel que fa a la posició relativa entre les turbines, es col·locaran per files de forma intercalada. Després de repassar diferents criteris [18] s'ha decidit separar els aerogeneradors d'una mateixa fila (perpendicular a la direcció del vent amb més

frequència) a una distància igual a 3 diàmetres del rotor, mentre que per aerogeneradors de files diferents la distància serà de 10 diàmetres. Tot i que la distància òptima segons Charles Meneveau [19] sigui de 15 diàmetres, d'aquesta forma s'intentarà reduir al màxim el *Wake effect* sense augmentar el cost del cablejat de la xarxa col·lectora.

## 5.2. Càlcul de l'energia generada

Un cop s'ha calculat la velocitat del vent a una altura de 100 metres i s'ha decidit la posició dels aerogeneradors, s'ha procedit a calcular una previsió de l'energia produïda pel parc eòlic estudiat durant el temps de vida útil. Aquesta previsió s'ha realitzat en base al vent dels últims 8 anys i, per tant, s'ha tingut en compte tota la mostra de dades registrades correctament (N=126.259).

Primerament, s'ha estudiat l'energia que s'hauria generat anualment des de 2011 fins 2018. Per dur a terme l'estudi s'ha calculat la freqüència de velocitats del vent en intervals (  $i$  ) de 1 m/s, des de 0 m/s fins a 38 m/s, dividint el nombre de dades registrades de cada interval entre el nombre total de dades de cada any tal i com es demostra a la següent equació (5.4).

$i \in [1, 38]$  : interval de velocitats,

$a \in [2011, 2018]$  : anys

$n_i$  : nombre de dades de l'interval  $i$

$f_i$  : hores que el vent bufa en l'interval  $i$

$N_a$  : nombre total de dades registrades de l'any  $a$

$$f_i = \frac{n_i}{N_a} \quad (5.4)$$

A continuació, s'ha multiplicat la freqüència anual de cada interval de velocitat pel total d'hores en un any (5.5) per trobar la quantitat d'hores a l'any que bufa el vent a tots els intervals.

$h_i$  : hores a l'any que el vent bufa a velocitats de l'interval  $i$

$$h_i = f_i \cdot 365 \cdot 24 \quad i = 1, \dots, 38 \quad (5.5)$$

Tot seguit s'ha calculat la potència del vent (5.6) i aquesta s'ha multiplicat pel coeficient de potència ( $C_p$ ) de l'aerogenerador i se li han restat les pèrdues provocades pel *Wake effect* per obtenir la potència aprofitable<sup>7</sup> (5.7). Pel càlcul d'aquests valors s'ha considerat una densitat del vent ( $\rho$ ) de 1,225 kg/m<sup>3</sup> i l'àrea d'escombrada descrita a la Taula, que té una extensió de 18.600 m<sup>2</sup>.

$P_{vi}$  : potència del vent de l'interval  $i$   
 $A_{esc}$  : àrea escombrada del rotor

$$P_{vi} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_{esc} \cdot (\bar{v}_i)^3 \quad (5.6)$$

<sup>7</sup> Potència que podria ser aprofitada per l'aerogenerador si no es tenen en compte els límits de funcionament.

$P_{ai}$  : potència aprofitable  
de l'interval  $i$

$\eta_{we}$ : percentatge de  
pèrdues provocades pel  
wake effect

$$P_{ai} = P_{vi} \cdot C_p \cdot (1 - \eta_{we}) \quad (5.7)$$

Amb tots els valors calculats, s'ha anat construint una taula on s'hi ha afegit una columna que representa una variable binària ( $x_i$ ) amb els valors "NO" = 0 i "SI" = 1. Aquesta indica si la turbina funciona dins de cada interval de velocitats sent "SI" el valor positiu i "NO" el negatiu, ja que el model d'aerogenerador SWT-7.0-154 només està en marxa si el vent bufa a velocitats entre 3 m/s i 25 m/s.

Tenint en compte aquests paràmetres, s'ha calculat la potència produïda per un aerogenerador. Com mostra la següent equació (5.8), aquesta és igual que la potència aprofitable però té en compte els límits de funcionament i la potència màxima. En altres paraules, si el vent bufa a una velocitat inferior a 3 m/s o superior a 25 m/s, la turbina no està en funcionament i per tant, la potència generada és 0. D'altra banda, la màxima potència de la màquina és de 7 MW i per tant, mai és produirà més potència per molt alta que sigui la potència aprofitable del vent. Aquest fet s'aconsegueix gràcies al sistema de control de potència.

$x_i$  : variable binària; indica  
l'estat de l'aerogenerador  
en l'interval  $i$

$P_{max}$  : potència màxima  
 $P_{pi}$  : potència produïda en  
l'interval  $i$

$$P_{pi} = \begin{cases} x_i \cdot P_{ai} & \text{si } P_{ai} \leq P_{max} \\ x_i \cdot P_{max} & \text{si } P_{ai} > P_{max} \end{cases} \quad (5.8)$$

Finalment, s'han calculat tant l'energia aprofitable (5.9) com l'energia produïda en cada interval de velocitats (5.10). Aquesta última serà la real, i ambdues s'han calculat multiplicant les hores que bufa el vent en cada interval a l'any per la potència aprofitable i produïda respectivament.

$E_{ai}$  : energia aprofitable  
en l'interval  $i$

$$E_{ai} = h_i \cdot P_{ai} \quad (5.9)$$

$E_{pi}$  : energia produïda  
en l'interval  $i$

$$E_{pi} = h_i \cdot P_{pi} \quad (5.10)$$

Per acabar, s'ha realitzat un sumatori de l'energia produïda per cada interval. D'aquesta manera, s'ha calculat l'energia generada anualment de tots els anys registrats.

$E_{pi}$  : energia produïda  
en l'interval  $i$

$$E_{p/any} = \sum_{i=1}^{38} E_{pi} \quad (5.11)$$

A la Taula 5.5 es mostren els resultats obtinguts. Com ja s'ha comentat anteriorment, aquests són una simulació de l'energia que hauria generat el parc d'haver estat en funcionament entre els anys 2011 i 2018. S'observa que l'any 2011 destaca per la quantitat de producció. Aquest fet es deu a la falta de dades entre els mesos de gener i

agost que, com s'ha vist a la Figura 5.3, comprèn l'època de l'any on el vent bufa amb menys velocitat. Per tant, el resultat obtingut l'any 2011 s'ha considerat irreal i s'ha tractat com una singularitat. Pel que fa a la resta de resultats, s'observa una mínima variació que no supera els 3.000 MW de diferència. Aquest fet era d'esperar si comparem els valors obtinguts amb les conclusions extretes de la Figura 5.5. Concretament, sense tenir en compte la singularitat, s'ha generat una mitjana de 35.060,38 MW, amb una variació estàndard de 1.115, 05 MW.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL
$N_a$	8.046	17.145	16.542	16.570	16.535	16.862	17.414	17.145	126.259
<b>Energia generada (MWh)</b>	41.820,28	35.958,99	34.738,71	35.091,77	36.132,37	33.494,44	36.215,66	33.790,73	287.242,94

Taula 5.5: Energia generada des de 2011 fins 2018

Els resultats de la Taula 5.5 s'han expressat gràficament a la Figura 5.7. En aquest cas, s'ha eliminat la singularitat, és a dir, l'any 2011, per tal de facilitar la comparació.

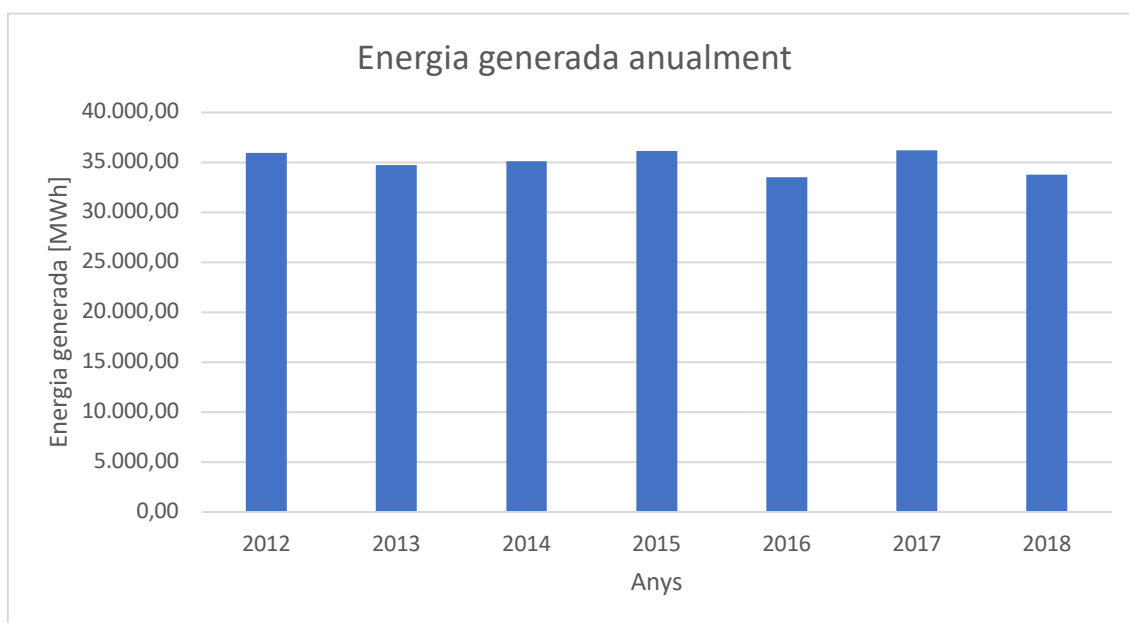


Figura 5.7: Gràfic de barres de l'energia generada anualment des de 2011 fins 2018

Assumint aquests resultats, s'ha calculat la generació d'energia total del parc durant la seva vida útil. Per fer-ho, s'han aplicat de nou les equacions esmentades (5.4) (5.11) sense classificar les dades per anys. D'aquesta forma, com s'observa a la Taula 5.6, s'ha obtingut una generació d'energia per any de 35.493,35 MWh i una total (20 anys) de 709.866,97 MWh.

Nº dades registrades	Hores de vent totals (20 anys)	Hores de vent en 1 any	Potència del vent màxima disponible	Potència aprofitable màxima (MW)	Potència produïda màxima (MW)	Energia aprofitable en 1 any (MWh)	Energia produïda en 1 any (MWh)	Energia produïda en 20 anys (MWh)
126.259	175.198,61	8.760	600,78	216,28	7	74.989,83	35.493,35	709.866,97

Taula 5.6: Energia generada pel parc eòlic objecte d'estudi

Una altra forma de representar la quantitat d'energia generada és el factor de capacitat (CF). Aquest, com mostra a l'Equació (5.12), és el percentatge de l'energia generada sobre l'energia màxima. En aquest estudi s'ha obtingut un CF del 0,58%.

$$CF = \frac{E_{generada}}{E_{màxima}} \quad (5.12)$$

A la Figura 5.8 es mostra gràficament la potència desaprofitada degut a les limitacions tecnològiques. S'observa com només s'aprofita una petita part de la potència disponible en el vent.



Figura 5.8: Gràfic representatiu de les limitacions de l'aerogenerador

Finalment, per calcular els ingressos que representarà l'energia generada pel parc eòlic, s'ha considerat un preu de venda de l'energia alemanya de 50 €/MWh. Aquest valor s'ha calculat a partir de les dades publicades per la pàgina web Epexspot [20].

## 6. Pressupost i costos

---

Els costos d'aquest projecte s'han separat en tres blocs. Aquests, es divideixen en funció del moment en que tenen lloc les activitats per les quals s'ha invertit el capital.

La inversió inicial o CAPEX comprèn tot aquell capital invertit fins la finalització de les obres de construcció. Això inclou tant el capital necessari per a l'obtenció de permisos, llicències i autoritzacions (PLA) com el cost de la compra i la instal·lació del material i la maquinària necessaris pel correcte funcionament del parc. El procés d'obtenció de PLA's es divideix en dos intervals de temps: des de l'inici del projecte fins a la decisió final d'inversió (FID) i des d'aquesta fins a la data de finalització de les obres (WCD).

El segon bloc correspon als costos d'operació i manteniment (OPEX). Aquests, engloben totes les activitats necessàries per garantir un correcte funcionament del parc eòlic i dur a terme qualsevol reparació de maquinària. En definitiva són tots els costos del parc mentre està en funcionament durant la seva vida útil.

Per últim, el desmantellament (DECEX) és el cost que suposa la retirada tant de les turbines com dels altres elements del parc al final de la seva vida útil.

## 6.1. Inversió inicial (CAPEX)

Per realitzar el pressupost del CAPEX d'aquest projecte s'han agafat com a referència els paràmetres definits en l'informe *Offshore wind cost reduction pathways* [21] per la consultoria BVG Associates, experta en tecnologies energètiques marines, degut a la falta d'informació lliurada pels fabricants dels diversos elements. A la Taula 6.1 s'exposa el pressupost total de cada part.

<i>Paràmetre</i>	<i>Pressupost [€]</i>
Projecte fins FID	5.568.640
Assegurança fase de construcció	5.442.080
Projecte des de FID fins WCD	4.429.600
Contingència	30.880.640
<b>TOTAL PERMISOS I LLICÈNCIES</b>	<b>46.320.960</b>
Torre	23.413.600
Gòndola* <sup>1</sup>	92.768.480
Rotor	65.558.080
Instal·lació	11.137.280
<b>TOTAL AEROGENERADORS</b>	<b>192.877.440</b>
Monopilot* <sup>2</sup>	57.822.100
Instal·lació	34.297.760
<b>TOTAL FONAMENTS</b>	<b>88.718.560</b>
Cables xarxa col·lectora	9.618.560
Instal·lació	11.137.280
<b>TOTAL CABLEJAT</b>	<b>20.755.840</b>
<b>TOTAL INVERSIÓ INICIAL</b>	<b>352.074.100</b>

*Taula 6.1: Pressupost de la inversió inicial del projecte*

\*<sup>1</sup> Inclou el multiplicador, el generador i el transformador.

\*<sup>2</sup> Inclou la subestació elèctrica i el seu monopilot.

A continuació s'ha desglossat el pressupost total per a fer un anàlisi amb més profunditat.

### 6.1.1. PLA's i contingència

Taula 6.2: Pressupost de PLA's i contingència

<b>Interval temporal / Tràmit</b>	<b>Descripció</b>	<b>Pressupost [€]</b>
Fins decisió final de inversió (FID)	Cost de tasques requerides pel projecte	5.568.640
Assegurança fase de construcció	Assegurança en cas d'accident	5.442.080
Des de FID fins la finalització de les obres	Cost de tasques requerides pel projecte.	4.429.600
Contingència	Capital destinat a tots els imprevistos que puguin sorgir. Sol correspondre entre un 5-10% del cost total	30.880.640

### 6.1.2. Aerogeneradors

En aquest projecte s'ha decidit instal·lar 16 aerogeneradors fabricats per Siemens. Concretament el model SWT-7.0-154.

<b>Peça</b>	<b>UD</b>	<b>Preu [€/UD]</b>	<b>Quantitat</b>	<b>Pressupost [€]</b>
Torre	UD	1.463.350	16	23.413.600
Gòndola	UD	5.798.030	16	92.768.480
Rotor	UD	4.097.380	16	65.558.080
Instal·lació aerogenerador	UD	696.080	16	11.137.280

Taula 6.3: Pressupost de les parts dels aerogeneradors

### 6.1.3. Fonaments

Degut a la profunditat de 40 metres de la parcel·la on s'ubicarà el parc, el monopilot és el fonament seleccionat.

<b>Peça</b>	<b>UD</b>	<b>Preu [€/UD]</b>	<b>Quantitat</b>	<b>Pressupost [€]</b>
Monopilot	UD	3.401.300	17	57.822.100
Instal·lació	UD	2.143.610	1	34.297.760

Taula 6.4: Pressupost dels fonaments del parc

### 6.1.4. Cablejat

<b>Peça</b>	<b>UD</b>	<b>Preu [€/UD]</b>	<b>Quantitat</b>	<b>Pressupost [€]</b>
Cables xarxa col·lectora	UD		16	9.618.560
Instal·lació	UD		16	11.137.280

Taula 6.5: Pressupost del cablejat de la xarxa col·lectora



## 6.2. Operació i manteniment

Els costos d'Operació i Manteniment han estat calculats en base al document *A Guide to UK Offshore Wind Operations and Maintenance* [22], proporcionat per *The Crown State*. El procediment ha estat el següent.

Primerament s'ha assumit que els costos de l'OPEX representaven un 20% dels costos totals. A partir d'aquí s'ha calculat el percentatge que suposa cada operació per trobar-ne el valor. A la Taula 6.6 es mostra el desglossament dels costos d'operació i manteniment.

<i>Operació</i>	<i>Cost/any [€]</i>	<i>Cost total</i>
Logística terrestre	66.839	1.336.780
Barques de treball	303.814	6.076.274
Aviació	273.432	5.468.646
Serveis de barcases grua	972.204	19.444.076
Allotjament marí	1.822.882	36.457.643
Manteniment de turbines	607.627	12.152.548
Recanvis de turbines	546.865	10.937.293
Manteniment de la subestació marina	15.191	303.814
Inspeccions i reparacions del cable d'exportació	15.191	303.814
Manteniment de subestació i xarxa terrestre	7.292	145.831
Inspeccions i reparacions de la xarxa col·lectora	42.534	850.678
Reparacions dels fonaments	42.534	850.678
Equips de seguretat (escalada i aixecament)	18.229	364.576
Control SCADA	72.915	1.458.306
SAP i coordinació marina	72.915	1.458.306
Previsions meteorològiques	7.899	157.983
Administració	42.534	850.678
<b>TOTAL</b>	<b>6.174.796</b>	<b>123.495.916</b>

*Taula 6.6: Costos de les activitats d'operació i manteniment*

### 6.3. Desmantellament

El pressupost del desmantellament del parc eòlic, s'ha realitzat a través dels mateixos paràmetres de referència del OPEX [21]. Correspon al capital necessari per retirar tots els elements del parc eòlic *offshore* un cop finalitzada la seva vida útil.

<b>Paràmetre</b>	<b>Pressupost [€]</b>
Desmantellament	42.397.600

*Taula 6.7: Pressupost del desmantellament*

## 7. ESTUDI ECONÒMIC

Un cop s'han fet els càlculs necessaris per obtenir els valors tant dels costos com de la generació d'energia, s'ha procedit a realitzar l'estudi econòmic. Primerament però, s'ha investigat sobre el finançament de projectes d'energia eòlica.

### 7.1. Finançament

El finançament és l'obtenció de diners per tal de tirar endavant un projecte i/o una empresa. Aquest capital es pot aconseguir de dues formes diferents i, per tant, existeixen dos tipus de finançament: el finançament de capital i el finançament de deute.

El primer, el finançament de capital, permet a persones (o empreses) externes a l'empresa o projecte invertir en el negoci a canvi d'una participació en dita empresa. També es pot dotar als inversors d'accions i, depenent de la quantitat de capital invertit, se'ls sol donar un lloc en el consell d'administració o qualsevol altre organisme de presa de decisions. Degut a que aquests inversors se'ls dona un interès de propietat<sup>8</sup>, no se'ls ha de retornar els diners invertits en l'empresa però, a canvi, tenen dret als beneficis potencials de l'empresa en proporció a la participació de la propietat [23]. Aquest tipus de finançament té un risc major al finançament per deute ja que els propietaris del projecte o empresa són els responsables d'evolucionar l'idea inicial a través de totes les fases. A més a més, aquests també són els últims inversors en ser liquidats en cas que el projecte no es dugui a terme. Per contra, degut als estrictes requeriments els rendiments també són més alts.

D'altra banda, el finançament per deute, l'obtenció de diners es realitza per mitjà d'un préstec amb contracte que ha de ser retornat pel prestatari<sup>9</sup>, normalment amb interessos definits en el contracte per la taxa d'interès. En aquest cas, el prestador no té cap dret de propietat ni cap acció de la empresa o projecte. A canvi, té una cobertura especial com a forma de protecció financera en cas que el projecte no es dugui a terme. En cas de no complir-se el projecte, els prestadors són els primers en ésser liquidats, per davant

<sup>8</sup> Interès de propietat: drets que posseeix l'amo d'una propietat sobre ella.

<sup>9</sup> Prestatari: persona o entitat que rep els diners del préstec.

dels finançadors de capital. Tots aquests factors comporten que, en general, el deute es consideri una inversió de baix risc i per tant sigui un finançament menys costós que el finançament de capital. En el finançament de l'energia eòlica existeixen dos tipus de deute: el deute de construcció i el deute de re-finançament. Mentre que la base del deute de construcció és l'obtenció de nous actius, la del deute de re-finançament és finançar el deute de construcció amb un venciment més llarg i/o una taxa d'interès més baixa.

La forma en que s'organitzen el deute i el capital en un projecte determinen el que s'anomena com a estructura financera. N'existeixen dues: l'estructura financera corporativa i la de projectes. En el cas de la financera, les inversions es realitzen en funció del full de balanç dels propietaris i patrocinadors, el deute és una qüestió corporativa i els prestadors recorren a tots els actius de la companyia per liquidar un projecte fallit. A més a més, la gestió del projecte i moltes de les obligacions contractuals s'internalitzen. Tots aquests factors provoquen que l'estructura corporativa sigui més ràpida i menys costosa que la de projectes.

D'altra banda, en l'estructura financera de projectes, el projecte passa a ser una estructura comercial separada, anomenada Vehicle de Propòsit Especial, amb la seva pròpia administració capaç de generar deute per si sol. Aquesta separació no permet als prestadors recórrer als actius del projecte en cas de que no es dugui a terme. Això provoca que l'estructura de projectes sigui més costosa i més llarga.

L'estructura financera es determina a partir del perfil de risc, la mida i el sector industrial al que pertany el projecte. Els productors d'energia i els serveis públics amb un gran balanç econòmic solen optar per una estructura corporativa ja que tenen els mitjans ideals. Per contra, els productors d'energia independents amb un balanç més petit i aquelles empreses les quals el seu negoci principal no és l'energia eòlica tenen capacitats que s'adapten millor a una estructura financera de projectes.

La proporció de deute i capital en projectes eòlics oscil·len entre un 70-80% de deute i un 30-20% de capital. A la Figura 7.1 es representen les dues estructures de forma esquemàtica [24].

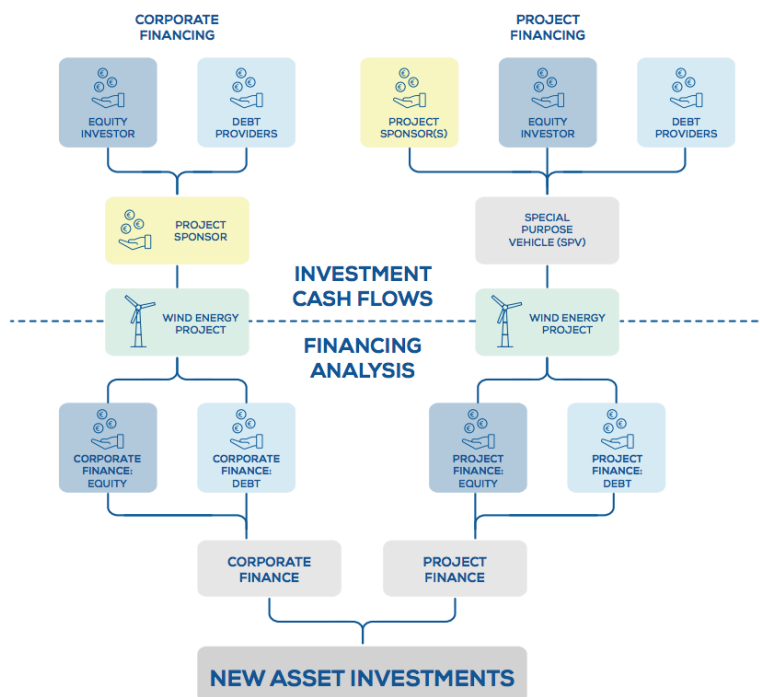


Figura 7.1: Esquema representatiu de les dues estructures financeres [24]

Un cop analitzat el finançament dels projectes d'eòlica *offshore*, s'ha definit el d'aquest projecte. S'assumeix una estructura financera corporativa ja que, el projecte Albatros, referència d'aquest estudi, es propietat de dues grans empreses. Pel que fa a la relació de finançament de capital i deute, s'ha caracteritzat a la Taula 7.1.

	<b>Finançament de capital</b>	<b>Finançament de deute</b>
<b>Proporció (%)</b>	30	70

Taula 7.1: Distribució del finançament del projecte

## 7.2. Criteris de rendibilitat

La rendibilitat d'un projecte es mesura mitjançant indicadors financers. Aquests, tenen en compte tant el risc de la inversió com l'estructura financera. En aquest projecte s'utilitzaran el Valor Net Actualitzat (VAN), la Taxa Interna de Retorn (TIR) i el Període de Retorn (PR). A continuació es defineixen els indicadors:

- **Valor Actual Net (VAN):** eina que permet determinar la viabilitat econòmica d'un projecte. És igual al cost de la inversió inicial més el valor actual dels futurs fluxos de caixa del projecte [25]. Per actualitzar els fluxos, aquests es divideixen entre una taxa d'interès  $i$  específica per a cada inversió. En aquest estudi la taxa d'interès es calcularà mitjançant la fórmula del Cost Mitjà Ponderat del Capital o WACC. L'Equació (7.1) mostra com calcular l'indicador.

$t \in [1, 20]$  : anys de  
vida del projecte  
 $Q_t$  : flux de caixa de  
l'any  $t$

$$VAN = - \text{Inversió inicial} + \sum_{t=1}^{20} \frac{Q_t}{(1+i)^t} \quad (7.1)$$

- **Taxa Interna de Retorn (TIR):** està altament relacionat amb el VAN. És la taxa  $i$  límit a partir de la qual la inversió deixa de ser rentable. En altres paraules, si en aplicar la fórmula pel càlcul del VAN la taxa d'interès és superior al TIR, la inversió no serà rentable. Per calcular aquesta taxa, cal igual la fórmula del VAN a 0 i aïllar la variable  $i$ , com mostra l'Equació (7.2).

$$0 = - \text{Inversió inicial} + \sum_{t=1}^{20} \frac{Q_t}{(1+TIR)^t} \quad (7.2)$$

- **Període de Retorn:** temps en que es recupera el capital de la inversió inicial.

### 7.2.1. Taxa d'interès

Per calcular la taxa d'interès que s'aplicarà a la fórmula del VAN per actualitzar els fluxos de caixa, s'aplicarà el mètode del Cost Mitjà Ponderat del Capital conegut amb com a WACC per les seves sigles en anglès. Com indica el seu nom, aquest mètode pondera totes les fonts de capital independentment de que siguin pròpies o de tercers. Per tant, com es mostra a l'Equació (7.3), s'ha ponderat el cost del finançament de capital (1er terme de l'equació) i el cost del finançament de deute (2n terme de l'equació). A continuació es defineixen tots els element de la fórmula.

$$WACC = \left[ K_e \cdot \frac{E}{E+D} \right] + \left[ K_d \cdot (1-T) \cdot \frac{D}{E+D} \right] \quad (7.3)$$

- **Cost del deute (  $K_d$  )**: cost d'una empresa o projecte per desenvolupar la seva activitat a través d'un finançament en forma de crèdits o préstecs. Per conèixer el cost del deute d'aquest projecte s'ha agafat com a referència l'estudi realitzat per la consultoria *Price Waterhouse Coopers (PwC)* titulat *Offshore wind cost reduction pathways study* [26]. En ell, es preveu un cost del 4,5%.
- **Taxa impositiva (  $T$  )**: percentatge d'impostos pagats per una empresa sobre els seus ingressos. En el cas d'alemanya, aquesta taxa és d'entre un 30 i un 33% segons el Banco Santander [27]. Per fer l'estudi econòmic inicial s'ha pres un valor del 33%.
- **Cost del capital (  $K_e$  )**: cost en que incorre una empresa per finançar els seus projectes d'inversió a través dels recursos financers propis. El seu càlcul depèn de la taxa lliure de risc (  $R_f$  ), la taxa de risc del mercat (  $R_m$  ) i el paràmetre beta (  $\beta$  ). La seva relació s'expressa a l'Equació(7.4).

$$K_e = R_f + \beta \cdot (R_m - R_f) \quad (7.4)$$

- **Taxa lliure de risc (  $R_f$  )**: concepte financer teòric que assumeix que existeix una inversió sense risc per l'inversor i per tant, aquesta ofereix un rendiment segur. Al ser un concepte teòric, s'assumeix aquesta taxa com el rendiment dels Bons del Tresor d'Alemanya o d'Estats Units, ja que es considera que la probabilitat de que els diners no siguin retornats es molt propera a 0. Avui en dia, la rendibilitat dels Bons del Tresor d'Alemanya és de 0,412% [28].
- **Rendibilitat esperada del mercat (  $R_m$  )**: rendibilitat que s'espera de les inversions realitzades en un mateix sector. Degut a que el sector de la energia eòlica s'ha desenvolupat exponencialment en els últims 25 anys, i es considera un mercat madur, s'ha considerat un valor del 5% per a la rendibilitat esperada del mercat.
- **Beta (  $\beta$  )**: mesura del risc sistemàtic associat a una inversió de capital particular en relació al risc mitjà de la inversió al mercat de valors. Igual que la  $K_d$ , s'ha agafat el valor de l'estudi de PwC, que estima un valor de 0,5 per a parcs amb FID al 2017.

Així doncs, s'han aplicat els valors dels paràmetres definits a l'Equació (7.3 i s'ha obtingut un WACC del 2,92%.

WACC	Deute	Capital	$K_d$	$K_e$	$T$	$R_f$	$R_m$	$\beta$
2,92%	70%	30%	4,5%	2,71%	33%	0,41%	5%	0,5

Taula 7.2: Valors del WACC i dels seus paràmetres

### 7.3. Resultats

Un cop s'ha esclarit l'estructura financera i s'han calculat els ingressos a partir de l'energia generada, el pressupost de la inversió inicial, els costos d'operació i manteniment i del desmantellament, i la taxa d'interès (WACC), s'ha realitzat el flux de caixa o *Cash Flow* del projecte durant els 20 anys de vida. Posteriorment, s'han actualitzat els fluxos anuals dividint-los per la suma de 1 més la taxa d'interès elevada a l'any corresponent (Eq. (7.5)).

$$Q_t : \text{flux de caixa de l'any } t \qquad Q_t \text{ actualitzat} = \frac{Q_t}{(1+i)^t} \qquad (7.5)$$

A continuació, s'han aplicat els criteris de rendibilitat descrits anteriorment i s'ha obtingut els següents resultats de la Taula 7.3:

$$\text{VAN } (i = 2,92\%) = -24.302.807,65 \text{ €}$$

$$\text{TIR} = 2,10 \%$$

$$\text{PR} = 16 \text{ anys}$$

*Taula 7.3: Resultats dels criteris de rendibilitat*

Així doncs, els resultats de l'estudi econòmic conclouen que el projecte d'eòlica *offshore* que ha estat objecte d'estudi amb un temps de vida de 20 anys, no es rentable econòmicament. S'observa que, tot i que la inversió inicial es recupera al cap de 16 anys, la taxa d'interès calculada segons la metodologia WACC i aplicada al VAN es superior al TIR, i per tant la inversió no es rentable com bé indica el resultat negatiu del VAN. Tot i això, també s'observa que el projecte es troba prop de ser rentable, ja que la diferència entre ambdues taxes es petita.

Degut a la proximitat de la rendibilitat del projecte, s'han analitzat diverses situacions pel que fa a algunes de les característiques per veure com afectarien els canvis.

### 7.4. Anàlisi de sensibilitat

Per fer l'anàlisi de sensibilitat, s'han detectat quatre elements que podrien fer variar la rendibilitat del projecte en canviar les seves característiques. Aquests elements són les turbines, l'estructura i els paràmetres del finançament, la disposició dels aerogeneradors i el temps de vida del projecte.

Començant per l'últim dels elements esmentats, el temps de vida, tot i que es sol aplicar un temps de vida útil de 20 anys en els projectes de parcs eòlics *offshore*, es preveu que poden arribar a funcionar correctament fins als 25 anys de vida. Un paràmetre que amb l'avanç de la tecnologia augmentarà amb el pas del temps. Per aquest fet, s'han aplicat els criteris de rendibilitat sobre el projecte en estudi per a uns temps de vida entre 21 i 25 anys. Els resultats obtinguts es mostren a la Taula 7.4 i s'han representat gràficament a la Figura 7.2.

Temps de vida (anys)	20	21	22	23	24	25
VAN=	-24.302.807,65	-10.811.735,25	2.296.281,56	15.032.119,00	27.406.344,45	39.429.225,25
TIR=	2,10%	2,58%	2,99%	3,36%	3,68%	3,96%
PR=	16	16	16	16	16	16

Taula 7.4: Resultats de l'anàlisi de sensibilitat del temps de vida del projecte

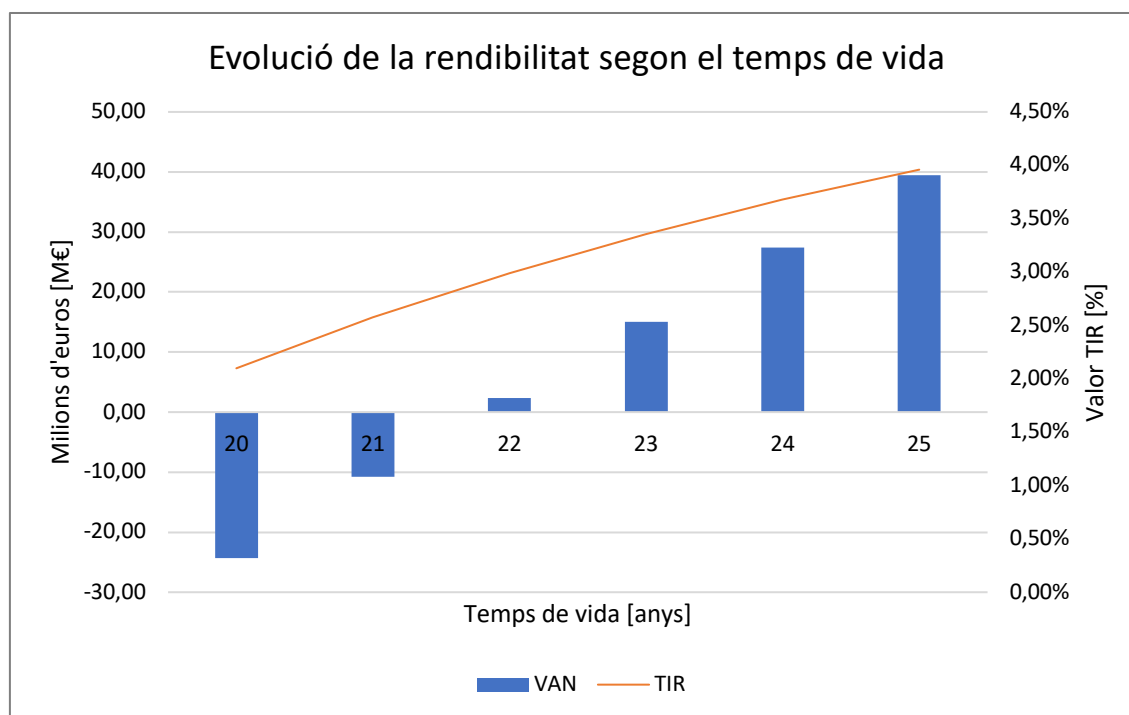


Figura 7.2: Gràfic de barres dels resultats de l'anàlisi de sensibilitat del temps de vida del parc eòlic

S'observa que en augmentar només dos anys el temps de vida del parc eòlic, el projecte passa a ser rentable ja que s'obté un VAN positiu i un TIR superior a la taxa d'interès. Si el temps s'augmenta 5 anys, la rendibilitat augmenta considerablement.

Pel que fa a les turbines, s'ha detectat que tant el nombre de turbines com el model de l'aerogenerador podria alterar la rendibilitat. En funció del model els aerogeneradors disposen d'una potència nominal, un  $C_p$ , un diàmetre i un interval de velocitats de vent de funcionament determinats. L'anàlisi de sensibilitat en funció del model s'ha realitzat amb 5 models de turbines amb característiques diferents, dels quals s'han extret les seves característiques de la base de dades de la pàgina web *The wind power* [29]. A la Taula 7.5 s'hi comparen els resultats amb els del model base d'aquest projecte. Cal dir que s'ha comparat un model d'aerogenerador de tipus *Onshore* (SG 8.0-167 DD) amb 8 MW de potència nominal per veure com afectava el fet d'augmentar la potència de la turbina.



Model	SWT-7.0-154	SWT-4.0-120	SWT-4.0-130	SG 8.0-167 DD*	6.2M126	Goldwind 3.0
Fabricant	Siemens	Siemens	Siemens	Siemens-Gamesa	Senvion	Goldwind
Potència nominal	7	4	4	8	6,15	3
Velocitat del vent d'engegada	3	4	5	3	3,5	2,5
Velocitat del vent de tall	25	32	25	25	30	20
Diàmetre	154	120	130	167	126	140
Velocitat del vent nominal	13	13,5	12	12	14	10,5
Àrea d'escombrada	18600	11300	13273	21900	12469	15474
<b>VAN</b>	-24.302.807,65	-5.691.039,64	4.915.244,67	-21.789.862,66	-56.880.926,06	18.919.787,57
<b>TIR</b>	2,10%	2,59%	3,20%	2,28%	0,62%	4,32%
<b>PR</b>	16	15	14	15	17	13

Taula 7.5: Resultats de l'anàlisi de sensibilitat en funció del model d'aerogenerador

\*Model Onshore

Els resultats, posen de manifest que la rendibilitat del projecte augmentaria considerablement si aquest es duagués a terme amb el model d'aerogenerador *Goldwind 3.0* ja que, en comparació amb els resultats anteriors, el VAN és de 18.919.787,57 € i el TIR és el doble de gran, concretament de 4,32%. S'observa doncs, que el fet de produir més energia no és proporcional a la rendibilitat del projecte.

També s'ha calculat la variació que resultaria en cas d'augmentar o disminuir el  $C_p$  i el nombre d'aerogeneradors com mostren la Taula 7.6 i Taula 7.7.

$C_p$	0,4	0,35	0,45
VAN	-24.302.807,65	-45.947.742,62	-2.803.183,72
TIR	2,10%	1,32%	2,83%
PR	16	16	15

Taula 7.6: Resultats de l'anàlisi de sensibilitat en funció del  $C_p$ 

Nº aerogeneradors	16	12	20
VAN	-24.302.807,65	-19.236.706,34	-29.368.908,95
TIR	2,10%	2,05%	2,12%
PR	16	16	15

Taula 7.7: Resultats de l'anàlisi de sensibilitat en funció del nombre d'aerogeneradors

S'observa que en cap dels quatre casos el projecte és rentable.

Pel que fa a l'estructura de finançament, s'ha avaluat la influència de la proporció entre deute i capital i la de la rendibilitat esperada del mercat. Pel que fa a la proporció, s'ha calculat una opció en el que el finançament per deute correspon a un 80% i el finançament de capital un 20% i una altra on la distribució és d'un 60% i un 40%

respectivament . En el cas de la  $R_m$ , s'ha avaluat la seva repercussió en un interval entre un 3% i un 7%.

Proporció Deute/Capital	70% / 30%	80% / 20%	60% / 40%
WACC	2,92%	2,95%	2,89%
VAN	-24.302.807,65	-25.165.892,20	-23.436.397,34
TIR	2,10%	2,10%	2,10%
PR	16	16	16

Taula 7.8: Resultats de l'anàlisi de sensibilitat en funció de la proporció de finançament

$R_m$ (%)	5%	3%	4%	6%	7%
WACC	2,92%	2,62%	2,77%	3,07%	3,22%
VAN	-24.302.807,65	-15.748.120,09	-20.065.537,84	-28.461.702,88	-32.543.952,96
TIR	2,10%	2,10%	2,10%	2,10%	2,10%
PR	16	16	16	16	16

Taula 7.9: Resultats de l'anàlisi de sensibilitat en funció de la rendibilitat esperada del mercat ( $R_m$ )

Com es mostra a la Taula 7.8 i la Taula 7.9, ninguna de les situacions analitzades provoca que el projecte passi a ser rentable. Tot i això, s'observa una gran influència en el WACC i per tant en el VAN de la rendibilitat esperada del mercat.

Finalment, s'ha estudiat la importància del coeficient del *wake effect* sobre la rendibilitat del projecte. Per fer-ho, s'han estudiat tres noves situacions per poder observar com varien els resultats. Aquests, es mostren a la següent Taula 7.10.

Wake effect (%)	10%	0%	5%	15%	20%
VAN	-24.302.807,65	-5.062.865,44	-14.682.836,54	-33.922.778,75	-43.542.749,85
TIR	2,10%	2,75%	2,43%	1,76%	1,41%
PR	16	15	15	16	16

Taula 7.10: Resultats de l'anàlisi de sensibilitat en funció del coeficient del Wake effect

## 8. Eina desenvolupada

La creació d'aquesta eina s'ha realitzat a partir de l'estudi que s'ha dut a terme sobre el parc eòlic *offshore* definit com a cas base en aquest projecte. Es tracta d'un llibre del programa Microsoft Excel que s'ha programat amb la finalitat que, només introduint un conjunt de característiques del projecte que es vol realitzar, es sàpiga si aquest resulta rentable o no.

El llibre consta de nou fulles però només una d'aquestes nou, la primera, està destinada a l'ús de l'usuari que es disposi a fer servir el llibre. Per tant, és en aquesta pàgina on s'introdueixen les característiques que defineixen el projecte i on hi apareixen els resultats de l'anàlisi econòmic. Aquestes característiques s'han dividit en tres blocs amb els següents noms: característiques parc eòlic, característiques aerogenerador i característiques econòmiques i financeres. A continuació s'indiquen els paràmetres que cal introduir en cada bloc:

### *Característiques parc eòlic*

País	Latitud [°]	Longitud [°]	Número turbines	Temps de vida [anys]	Wake effect [%]
------	-------------	--------------	-----------------	----------------------	-----------------

### *Característiques aerogeneradors*

Fabricant	Model	Altura del rotor [m]	Diàmetre [m]	Àrea escombrada [m²]	P màx. [MW]
-----------	-------	----------------------	--------------	----------------------	-------------

### *Característiques econòmiques i financeres*

Preu de venda d'energia [€/MWh]	Percentatge capital propi (E) [%]	Percentatge Deute (D) [%]	Cost Financer (Kd) [%]	Taxa lliure de riscos (Rf) [%]	Rendibilitat esperada del mercat (Rm) [%]
---------------------------------	-----------------------------------	---------------------------	------------------------	--------------------------------	---

La Figura 8.1 mostra l'aspecte de la fulla, els paràmetres que s'han d'introduir i els resultats que retorna l'eina.

Les 8 pàgines restants pertanyen cadascuna a un càlcul determinat. Es divideixen de la següent forma: Dades vents, Direcció vent, Generació per anys, Generació total, Inversió inicial i Desmantellament, Operacions i Manteniment, Estructura financera i *Cash Flow*.

Per aconseguir l'objectiu d'aquesta eina, s'han posat tots els càlculs realitzats en aquestes vuit fulles en funció dels paràmetres de la fulla inicial. D'aquesta forma, el càlcul de la rendibilitat és immediat.

CARACTERÍSTIQUES PARC EÒLIC			
País:	Alemanya		
Latitud:	54,486	graus	
Longitud:	6,249	graus	
Nº turbines:	16	turbines	
Temps de vida:	20	anys	
Wake effect:	10%		

CARACTERÍSTIQUES AEROGENERADOR			
Fabricant =	Siemens		
Model =	SWT-7.0-154		
Altura del rotor =	100	m	
Diàmetre =	154	m	
Àrea escombrada =	18600	m2	
P max =	7	MW	
Cp =	0,4		
Cut in wind =	3	m/s	
Cut out wind =	25	m/s	

CARACTERÍSTIQUES ECONÒMIQUES I FINANCERES			
Preu de venda energia:	50,00		
Fondos Propios (E)	30,00%		
Nivel de Endeudamiento (D)	70,00%		
Coste Financiero (Kd)	4,50%		
Tasa libre de riesgo (Rf)	0,41%		
Rentabilidad esperada del mercado (Rm)	5,00%		
Beta Apalancada (Be)	0,5		
Tasa Impositiva (T)	33,00%		

RESULTATS			
VALORACIÓ DE LA RENDIBILITAT			
VAN =	-24.302.807,65	€	
TIR =	2,10%		
PR =	16	anys	
PRODUCCIÓ D'ENERGIA (EP)			
EP/any =	35.493,35	MWh	
EP en 20 anys =	709.866,97	MWh	
CF =	0,58	%	
FLUXOS MONETARIS			
Ingressos			
Ingressos/any =	28.394.678,73	€	
Ingressos totals =	567.893.574,52	€	
Despeses			
Pressupost Inversió i:	352.074.100,00	€	
Cost O&M/any =	4.930.896,25	€	
Cost O&M total =	98.617.925,00	€	
Desmantellament =	42.397.600,00	€	
DADES CLIMATOLÒGIQUES			
Direcció predominant del vent =	Oest		
Velocitat mitjana =	11,17	m/s	

Figura 8.1: Interfície de l'eina desenvolupada

## Conclusions

---

En el projecte presentat s'ha fabricat una eina a l'abast de qualsevol persona per realitzar anàlisis tant econòmics com energètics de parcs eòlics de tipus *offshore*. Aquesta eina es presenta en forma de document informàtic del programa Microsoft Excel i s'ha edificat a partir de l'estudi econòmic i energètic del parc definit com a cas base.

Pel que fa a l'estudi energètic del parc, s'ha arribat a la conclusió que el fet de disposar d'un únic recurs, el vent, fa de l'emplaçament un element clau en l'estudi previ. S'ha observat que, tot i l'avanç tecnològic viscut en les últimes dècades, la tecnologia eòlica encara disposa de moltes limitacions per les quals només s'aprofita una petita part de l'energia disponible en la natura. Tot i això, sembla que tot l'àmbit energètic s'enfoca a combatre aquestes limitacions.

D'altra banda, l'estudi econòmic realitzat posa de manifest que el cas base no és una inversió rentable segons els criteris de rendibilitat calculats. Tot i això, com s'ha observat a l'anàlisi de sensibilitat caldria augmentar el temps de vida dos anys per que el projecte fos rentable. S'ha comprovat que escollir un aerogenerador més potent, no comporta fer el projecte més rentable ja que comporta una inversió inicial molt elevada. A més a més s'ha comprovat que hi ha una gran variabilitat en els resultats en funció de la rendibilitat esperada del mercat.

En referència a l'eina creada, s'ha creat una interfície senzilla per facilitar a l'usuari la comprensió del funcionament. S'ha aconseguit posar tots els càlculs en funció de 13 variables. Tot i això, l'eina només pot ser utilitzada per parcs ubicats a la zona exclusiva alemanya, ja que és el lloc d'origen de les dades registrades per l'estació meteorològica.

Per corregir aquestes deficiències de l'eina, seria interessant seguir treballant-hi per poder incorporar una ampla base de dades. Aquesta podria contenir diferents models d'aerogeneradors amb les seves característiques corresponents i les dades meteorològiques de diferents països i diferents latituds. D'aquesta forma seria una eina molt més polivalent. Una altre tasca que resultaria molt interessant seria crear un model de càlcul de les pèrdues energètiques tant en la transmissió del corrent com les provocades pel *Wake effect*. D'aquesta forma s'ajustarien més els resultats-

## Agraïments

---

M'agradaria donar les gràcies Eduardo Prieto, tutor d'aquest projecte, per tota la paciència i el temps que li he requerit. Gràcies per orientar-me quan no veia per on seguir i per tot el coneixement aportat.

Moltes gràcies a Frieder Schuon, ex-empleat de la consultoria BVG, per tota la ajuda prestada quan ho he necessitat. Ha estat sempre disposat a aportar-me documents de molta importància per aquest projecte.

Gràcies també a José Rebollo, professor de la UPC, per esclarir-me tots els dubtes que m'han sorgit i fer-me veure la finalitat del projecte.

Moltes gràcies a Judit Bazin pel suport incondicional, els consells rebuts i per ajudar-me a ser perseverant amb la feina requerida.

Per acabar, gràcies als meus pares pel suport que m'han proporcionat.

Moltes gràcies de tot cor a tots

## Bibliografia

---

- [1] «Combustibles fósiles,» Energía solar, 2016. [En línea]. Available: <https://solar-energia.net/energias-no-renovables/combustibles-fosiles>.
- [2] S. Fernandez, «Un poco de historia. Vindeby Offshore Wind Farm, el primer parque eólico del mundo,» Diario Renovables, 2018. [En línea]. Available: <https://www.diariorenovables.com/2018/03/primer-parque-eolico-marino-del-mundo.html>.
- [3] «El viento, la mejor apuesta de futuro,» Iberdrola S.A., 2018. [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/te-interesa/medio-ambiente/evolucion-energia-eolica-europa>.
- [4] I. Pineda, «Offshore Wind in Europe. Key trends and statistics 2017,» WindEurope, 2018. [En línea]. Available: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2017.pdf>.
- [5] E. Hau, Wind Turbines, Munich: Springer, 2013.
- [6] J. Jimeno, «Concrete towers for multi-megawatt turbines,» Inneo, 2012. [En línea]. Available: [http://www.inneo.es/images/stories/wind\\_system\\_concrete\\_towers\\_for\\_multi-mw\\_turbines\\_feb\\_2012.pdf](http://www.inneo.es/images/stories/wind_system_concrete_towers_for_multi-mw_turbines_feb_2012.pdf).
- [7] Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo, «Aerogeneradores(I):funcionamiento y marco normativo de prevención de riesgos laborales,» *Notas Técnicas de Prevención*, nº 1022, 2014.
- [8] «Generadores de imanes permanentes,» ABB, [En línea]. Available: <https://new.abb.com/motors-generators/es/generadores/generadores-para-turbinas-eolicas/generadores-de-iman-permanentes>.
- [9] Danish Wind Industry Association, «Wind Turbine Safety,» WindPower, [En línea]. Available: <http://xn--drmsttre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/wtrb/safety.htm>.
- [10] Danish Wind Industry Association, «Control de potencia en aerogeneradores,» WindPower, [En línea]. Available: <http://xn--drmsttre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wtrb/powerreg.htm>.
- [11] Global Wind Energy Council, «GWEC Global Wind 2017 Report,» 2018.
- [12] MarineTraffic, «Mapa europeo del tránsito de vaixells,» [En línea]. Available: <https://www.marinetraffic.com/en/ais/home/centerx:-11.0/centery:48.3/zoom:4>.
- [13] EMODnet, «Bathymetry,» [En línea]. Available: <http://portal.emodnet-bathymetry.eu/?menu=19>.
- [14] 4COffshore, «4coffshore,» [En línea]. Available: <https://www.4coffshore.com/offshorewind/>.
- [15] Power Technology, «North Sea Albatros Offshore Windfarm,» [En línea]. Available: <https://www.power-technology.com/projects/albatros-offshore-wind-farm-north-sea/>.
- [16] J. Wieringa, Updating de Davenport roughness classification, Utrecht, 1992.
- [17] M. L. Ray, A. L. Rogers y J. G. McGowan, «Analysis of wind shear models and trends in different terrains,» University of Massachusetts, Department of Mechanical & Industrial

- Engineering, [En línea]. Available: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.574.7468&rep=rep1&type=pdf>.
- [18] Ideas Medioambientales, «Distancias entre aerogeneradores,» 2015. [En línea]. Available: <https://ideasmedioambientales.com/distancias-entre-aerogeneradores/>.
- [19] C. Meneveau y J. M. , «Optimal turbine spacing in fully developed wind-farm boundary layers,» Department of Mechanical Engineering, Katholieke Universiteit Leuven, 2011. [En línea]. Available: [https://people.mech.kuleuven.be/~jmeyers/resources/downloads/WE2012\\_15\\_305-preprint.pdf](https://people.mech.kuleuven.be/~jmeyers/resources/downloads/WE2012_15_305-preprint.pdf).
- [20] Epexspot, «Market data,» [En línea]. Available: <https://www.epexspot.com/en/market-data/intradaycontinuous/intraday-table/-/DE>.
- [21] BVG Associates, «Offshore wind cost reduction pathways: Technology work stream,» Maig 2012. [En línea]. Available: <http://docplayer.net/29885968-Offshore-wind-cost-reduction-pathways-technology-work-stream.html>.
- [22] The Crown Estate, «A Guide to UK Offshore Wind Operations and Maintenance,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.hi-energy.org.uk/Downloads/General%20Documents/guide-to-uk-offshore-wind-operations-and-maintenance.pdf>.
- [23] Abogado, «¿Qué es el financiamiento de capital?,» [En línea]. Available: <https://www.abogado.com/recursos/ley-de-negocio/-qu-es-el-financiamiento-de-capital.html>.
- [24] WindEurope, «Financing and investment trends,» 2019. [En línea]. Available: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Financing-and-Investment-Trends-2018.pdf>.
- [25] X. Brun, «Riesgo del VAN,» elEconomista, [En línea]. Available: <https://www.eleconomista.es/diccionario-de-economia/riesgo-del-van>.
- [26] PwC, «Offshore wind cost reduction pathways study,» 2012.
- [27] Banco Santander, «Trade Portal,» [En línea]. Available: <https://es.portal.santandertrade.com/establecerse-extranjero/alemania/fiscalidad>.
- [28] Investing, «Rentabilidad del bono alemán a 20 años,» [En línea]. Available: <https://es.investing.com/rates-bonds/germany-20-year-bond-yield-streaming-chart>.
- [29] The wind power, «Wind Energy Market Intelligence,» [En línea]. Available: [https://www.thewindpower.net/turbine\\_es\\_1633\\_siemens-gamesa\\_swt-7.0-154.php](https://www.thewindpower.net/turbine_es_1633_siemens-gamesa_swt-7.0-154.php).
- [30] I. Mártil, «Las claves del funcionamiento de una turbina eólica,» *Público*, 2018.
- [31] Santander, «Alemania: Fiscalidad,» [En línea]. Available: <https://es.portal.santandertrade.com/establecerse-extranjero/alemania/fiscalidad>.
- [32] I. Hernández, O. Cortes y J. A. Dias, «Diseño de un sistema de frenado de disco para turbinas eólicas,» [En línea]. Available: [http://somim.org.mx/memorias/memorias2013/pdfs/A1/A1\\_271.pdf](http://somim.org.mx/memorias/memorias2013/pdfs/A1/A1_271.pdf).
- [33] C. L. Archer y M. Z. Jacobson, Evaluation of global wind power, Stanford: American Geophysical Union, 2005.